



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

공학석사 학위논문

서울지역 태양광 발전 시스템의
성능평가 및 모듈온도 영향인자에
대한 실증분석

**Performance Evaluation of Photovoltaic System
and Empirical Analysis on the Factors
Influencing Module Temperature in Seoul Area**

2017년 2월

서울대학교 대학원

에너지시스템공학부

윤 다 은

서울지역 태양광 발전 시스템의 성능평가 및 모듈온도 영향인자에 대한 실증분석

지도교수 박 형 동

이 논문을 공학석사 학위논문으로 제출함
2017년 2월

서울대학교 대학원
에너지시스템공학부
윤 다 은

윤다은의 석사 학위논문을 인준함
2016년 12월

위 원 장 송 재 준 (인)

부위원장 박 형 동 (인)

위 원 정 은 혜 (인)

초 록

높은 에너지 수입의존도와 전통에너지원의 환경문제 등으로 지속가능한 에너지원에 대한 관심이 높아지면서 신재생에너지, 특히 태양광 에너지 보급이 주목되고 있다. 타 재생에너지에 비해 적용가능성이 높아 태양광 에너지 보급이 현저히 증가하고 있고 향후에도 활발한 보급이 예상된다. 추가 설치될 태양광 발전 시스템의 발전량을 예측하고 실제 가동에 있어서 효율을 높이기 위해서는 현재 가동 중인 태양광 발전 시스템의 설치조건과 성능을 평가하고 실내 실험에서는 구현하기 어려운 실제 외부 환경이 시스템 효율에 미치는 영향을 파악하는 것이 필요하다.

태양광 발전 시스템의 성능평가와 관련된 다수의 국내외 연구에서는 발전량이나 태양광 발전에 영향을 미치는 요인에 대한 모니터링 결과를 보여주는 등 단편적인 분석이 주로 수행되었다. 성능평가의 지표가 되는 성능계수는 지역에 따라 차이가 존재할 수 있으나 국내, 특히 서울지역에서 계산된 사례가 드물다. 또한, 시스템 효율에 영향을 미치는 모듈온도와 태양광 발전량 간의 관계를 예측하거나 실험한 연구는 많으나 모듈온도에 영향을 주는 요인에 대한 분석으로 실측 자료를 이용한 사례는 부족하다.

따라서 본 연구에서는 태양광 발전 시스템의 모니터링 실측 자료를 이용하여 해당 시스템의 성능평가를 실시하고 모듈온도에 영향을 미치는 요인을 실증 분석하였다. 해당 시스템의 일 발전량 평균은 일반적인 하루 발전량 기준을 충족하였고, 성능계수는 평이한 수준으로 산출되었다. 또한, 실제 외부 기상상황을 적용하여 모듈온도에 대한 일사량과 외기온도의 영향력을 확인하였고, 모듈

온도는 일사량이 증가함에 따라 선형적으로 증가하고 일사량이 존재하지 않을 때는 외기온도에 수렴하였다. 추가로 기존에 제시된 모듈온도 예측모델은 일사량 구간에 상관없이 동일한 식을 적용하였으나 실측 자료를 분석한 결과, 일사량 구간에 따라 모듈온도에 대한 일사량의 영향력이 다르게 나타났다.

서울지역 계통연계형 시스템의 성능을 평가함으로써 향후 추가 설치될 시스템 운영의 기준으로 활용될 것으로 기대된다. 또한, 본 연구 결과를 토대로 일사량 구간에 따라 적합한 모듈온도 예측모델을 적용한다면 기존의 모델을 그대로 적용하는 것보다 더 정확한 모듈온도 예측이 가능하며 나아가 태양광 발전 시스템의 발전량 예측에도 기여할 것이다.

주요어 : 태양광 시스템, 성능평가, 성능계수, 모듈온도, 실증분석
학 번 : 2015-21324

목 차

1. 서론	1
1.1. 연구의 배경 및 필요성	1
1.2. 기존 연구 및 연구의 목표	5
2. 태양광 발전 시스템 배경이론	8
2.1. 태양광 발전 시스템의 원리	8
2.2. 태양광 발전 시스템에 미치는 온도의 영향	11
3. 연구 대상 시스템 및 활용 데이터	13
3.1. 연구 대상 시스템 개요	13
3.1.1. 시스템 설치 환경	13
3.1.2. 설치기기 사양 및 구성	16
3.2. 활용 데이터 및 용어	19
4. 태양광 발전 시스템 성능평가	25
4.1. 시스템 가동 시 가상요소의 특징	25
4.1.1. 일사량 관측 결과	25
4.1.2. 외기온도 관측 결과	29
4.1.3. 운량 관측 결과	30

4.2 태양광 발전 시스템 성능평가	31
4.2.1. 발전량 관측 결과	31
4.2.2. 태양광 발전 시스템 성능평가	34
4.2.3. 모듈온도 관측 결과	36
5. 모듈온도 영향요인 실증분석	42
5.1. 모듈온도 예측모델	42
5.2. 모듈온도에 미치는 외기온도의 영향	45
5.3. 모듈온도에 미치는 일사량의 영향	49
6. 결론	54
참고문헌	57
Abstract	62

List of Tables

Table 1.1 Factors influencing a photovoltaic system	4
Table 3.1 Specifications of module and inverter	17
Table 3.2 Data used for the analysis	23
Table 4.1 Amount of cloud and average ambient temperature on a specific day for each month	39
Table 5.1 Empirical Models of Photovoltaic Module Temperature	43
Table 5.2 Correlation and coefficient of determination between ambient and module temperature according to POA irradiance	48
Table 5.3 Correlation between POA irradiance and module temperature according to ambient temperature	50
Table 5.4 Result of regression analysis according to POA irradiance	53

List of Figures

Fig. 1.1 Photovoltaic system supply and Renewable energy supply ratio in Korea(Statistics Korea, 2016)	2
Fig. 2.1 Principle of solar cell operation	9
Fig. 2.2 General configuration of photovoltaic module	10
Fig. 2.3 General configuration of photovoltaic system	10
Fig. 2.4 Influence of temperature on PV cell characteristics	12
Fig. 3.1 Studied photovoltaic system	13
Fig. 3.2 Fisheye-lens image captured by Suneye210 at the study area	15
Fig. 3.3 Real-time monitoring system (a) screenshot of main setting, (b) hourly logging data	18
Fig. 3.4 Test setting for module temperature (a) main system and test module (b) location of sensors on test module captured by infrared camera	20
Fig. 3.5 Solar azimuth angle	21
Fig. 4.1 Average accumulated irradiance of GHI, DHI, and DNI	26
Fig. 4.2 Average accumulated Plane-of-Array irradiance	27
Fig. 4.3 Daily accumulated solar irradiance	28
Fig. 4.4 Monthly average ambient temperature	29
Fig. 4.5 Monthly average amount of cloud	30
Fig. 4.6 Daily accumulated power generation	32
Fig. 4.7 Monthly average accumulated power generation	33

Fig. 4.8 Scatter plot between POA irradiance(x-axis) and DC power output(y-axis)	33
Fig. 4.9 Monthly performance ratio	35
Fig. 4.10 Histogram of operating hours for Ambient temperature and module temperature	37
Fig. 4.11 Module temperature during PV system operating on a specific day (a) clear day, (b) cloudy day	40
Fig. 4.12 Hourly irradiance (a) POA irradiance (b) DNI (c) DHI	41
Fig. 5.1 Scatter plot of between ambient temperature(x-axis) and module temperature(y-axis)	45
Fig. 5.2 Ambient temperature and module temperature from test module	46
Fig. 5.3 Scatter plot between POA irradiance and module temperature	49
Fig. 5.4 Scatter plot between POA irradiance and (module temperature – ambient temperature)	51

1. 서론

1.1. 연구의 배경 및 필요성

2015년 에너지통계연보에 따르면 1인당 에너지소비량은 매년 증가하지만 우리나라 에너지 수입의존도는 2014년 기준 95% 수준이다(에너지경제연구원, 2015). 또한, 전통적인 에너지원의 고갈 가능성과 화석연료로 인한 온실가스 배출 등 기존 에너지원의 문제점이 대두되면서, 에너지 수입의존도를 줄이고 지속가능한 발전을 할 수 있는 신재생에너지에 대한 관심이 높아졌다.

이에 따라 국가적 차원에서도 신재생에너지 보급에 주목하면서 「신에너지 및 재생에너지 개발·이용·보급 촉진법」 제 5조에 의거하여 신·재생에너지 기본계획을 수립하고 2035년까지 1차 에너지의 11.0%를 신재생에너지로 공급하는 것을 목표로 하고 있다. 특히, 제 4차 신·재생에너지 기본 계획에 따르면 기존의 많은 부분을 차지한 폐기물 에너지를 축소하고 태양광과 풍력을 핵심 에너지원으로 육성하는 데 주력하고 있다(산업통상자원부, 2014).

신·재생에너지 설치의무화 사업과 신·재생에너지 공급의무화(RPS)제도 등으로 신재생에너지 보급이 활발해지고 특히, 2012년부터 2015년까지는 태양광 부분만 별도로 의무공급량을 정해 시행하였으며 태양광 대여 사업도 활성화되어 태양광 에너지 보급이 현저히 증가하고 있다(Fig. 1.1). 또한, 태양광 에너지는 타 재생에너지와 비교했을 때, 건물 옥상에 설치하거나 BIPV(Building Integrated Photovoltaic) 시스템과 같이 건물 일체형으로 설치가 가능하여 대중이 쉽게 접근할 수 있고 설치 또한 용이하여 향후 태양광 에너지 보급은 더욱 활발할 것으로 예상된다(에너지

관리공단, 2014).

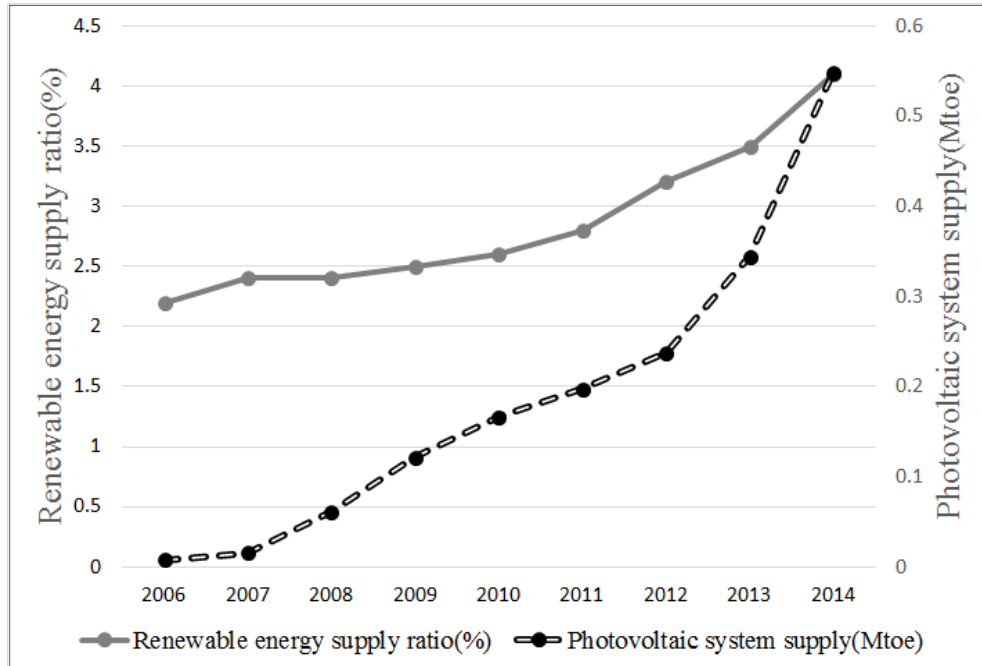


Fig. 1.1 Photovoltaic system supply and Renewable energy supply ratio in Korea(Statistics Korea, 2016).

태양광 에너지의 활발한 보급에 대비하여 향후 설치될 태양광 발전 시스템의 발전량을 예측하는 것은 중요하다. 현재 설치되어 가동 중인 태양광 발전 시스템이 효율적으로 운영되고 있는지에 대한 평가는 태양광 발전 시스템을 추가로 설치하고 운영하는데 있어서 참고할 수 있는 사례가 되며 기준이 될 수 있다.

또한, 실제 설치환경에서 시스템 효율에 영향을 미치는 요소를 파악하는 것도 중요하다. 차왕철 등(2015)은 태양광 발전에 영향을 미치는 요소를 크게 기상요소(Weather factors), 지리요소(Geography factors), 설비요소(Installation & Equipment factors)로 구분하였고, 환경요소(Environment factors)를 추가하여 Table 1.1과 같이 정리하였다. 지리요

소나 설비요소는 설치자가 통제할 수 있는 부분이지만 기상요소나 환경요소는 인력으로 제어할 수 없다. 실내 실험용 발전 시스템 가동 환경과 실외 발전 시스템 가동 환경은 특히, 기상 상황에 따라 상이하기 때문에 실내 성능 평가 결과를 실제 가동 환경에 그대로 적용하기에는 어려움이 있고 외부환경은 지역마다 다른 특성을 나타낸다.

발전 효율에 영향을 미치는 인자 중 외부 환경에 영향을 받는 요인에는 모듈온도가 있다. 모듈온도는 기상요소 중 외기온도와 일사량 등에 영향을 받는다. 모듈온도 증가는 발전량 감소에 영향을 미친다. 모듈의 종류에 따라 상이한 수치를 가지지만 단결정 실리콘 모듈의 경우 일반적으로 모듈온도가 1℃ 증가할 때마다 약 0.446%의 출력이 감소한다(Dash and Gupta, 2015). 모듈온도 상승은 발전량뿐만 아니라 열화에도 영향을 미친다. 온도 상승은 열팽창 현상과 관련되어 모듈 자체에 스트레스를 증가시키며, 온도가 10℃ 증가할 때마다 열화 속도가 약 2배 증가한다(Honsberg and Bowden, 2012). 이로 인해 모듈온도의 상승은 장기적인 발전량에도 영향을 미치게 된다. 따라서 모듈온도는 기상요소에 영향을 받기 때문에 기상요소에 대한 실측 자료를 이용하여 분석할 필요가 있다.

종합하면 실제 가동 중인 태양광 발전 시스템과 기상요소를 모니터링하여 성능을 평가하고, 태양광 발전 시스템 발전 효율에 영향을 미치는 기상요인에 대한 분석이 필요하다. 이러한 분석은 새로운 시스템 설치 계획에 도움이 될 수 있으며, 더 효율적인 시스템 운영에도 기여할 것이다.

Table 1.1 Factors influencing a photovoltaic system(modified from Cha et al.(2015)).

Category	Influencing factors	Comments
Weather	Irradiance Sunshine duration Amount of cloud	Effect on power generation
	Ambient temperature Wind speed	Effect on efficiency of power generation
Environment	Soiling Shading effect	Effect on efficiency of power generation
Geography	Latitude Elevation	Effect on solar incidence and azimuth angle
Installation & Equipment	Installation setting of module or array	Fixed, 1-axis, 2-axis(tracking)
	Efficiency of equipment	Module, inverter, transformer etc.
	Line loss, voltage drop etc.	

1.2. 기존 연구 및 연구의 목표

태양광 발전 시스템의 발전이나 발전 효율과 관련된 연구는 국내외적으로 다수 이루어졌다. 발전량을 모니터링 하여 계절에 따른 발전량 특징을 파악하거나, 태양광 발전 효율에 영향을 미치는 요인들에 대한 분석이 주로 수행되었다. 성능평가를 위해 성능계수나 발전효율을 계산하는 연구, 상용 소프트웨어를 이용하여 발전량에 영향을 미치는 요인들의 발전 효율 감소량을 계산하는 연구, 이론식을 이용하여 발전 영향 인자를 계산하여 효율을 분석한 연구 등 성능계수 산출 외에는 실측 자료를 이용하기 보다는 예측한 값을 이용한 분석이 주로 이루어졌다(소정훈 등, 2007; Kymakis et al., 2009; Sharma et al., 2013; Kumar et al., 2015; Elibol et al., 2017; Ozden et al., 2017).

일반적으로 성능을 평가하기 위해서 성능계수라는 지표를 사용한다. 독일에서는 250개의 계통연계형 태양광 발전 시스템의 1년간 성능계수가 0.5에서 0.81까지의 값을 가졌고, 평균 0.67이었다(Jahn et al., 1994). 또 다른 독일의 프로젝트에서 진행한 시스템의 성능계수는 대략 0.8의 값을 가졌다. 일본에서는 32개 발전 시스템의 성능계수가 0.7 ~ 0.8이었고(Kurokawa et al., 1997), 북아일랜드에 설치된 태양광 시스템은 0.6 ~ 0.8 사이의 값을 가졌다(Mondol et al., 2006).

성능계수는 일사량에 영향을 받기도 하고, 시스템을 이루는 모듈, 인버터 등의 효율에 영향을 받기도 하므로, 그 값이 지역, 시스템마다 편차가 존재한다. 따라서 여러 지역에서 다양한 시스템에 대한 성능계수 결과를 수집하여, 각 지역의 시스템에 따라 다른 성능계수 기준을 적용해야 한다. 본 연구에서는 서울에 설치된 태양광 발전 시스템의 성능계수를 산출했으며 이 결과는 서울 지역의 한 표본이 될 수 있을 것이다.

태양광 발전에 영향을 미치는 요인 중 모듈온도에 대한 분석도 여러 연구에서 수행되었다. 모듈온도와 태양광 발전량 간의 관계를 예측한 사

레는 많으나(Andreev et al., 1997; Fesharaki et al., 2011; Kalogirou, 2014; Dash and Gupta, 2015) 모듈온도 자체가 어떤 요인에 영향을 받고 각 요인이 모듈온도에 어느 정도 영향을 미치는지를 실측 자료를 이용하여 분석한 사례는 적다. 또한, 모듈온도를 예측하는 모델은 다양하지만 대부분 유럽이나 미국에서 측정한 자료를 이용한 경험식이기 때문에 본 연구는 서울에서 측정한 데이터를 이용하여, 모듈온도와 모듈온도 영향인자 간의 관계를 살펴보고 일반적으로 사용되는 모듈온도 예측모델의 한국에서의 타당성을 검증하고자 한다.

태양광 발전에 영향을 미치는 인자는 Table 1.1에서 언급했듯이 다양하다. Table 1.1을 기준으로 설비요소와 지리요소는 시스템 설치 방법, 설치 위치 또는 인버터, 모듈과 같은 부품의 제작 등 상대적으로 통제가 가능한 부분이라고 판단되며 실내 실험에서도 구현이 가능하여, 실내와 실외 실험 간의 차이가 크게 발생하지 않을 것으로 판단되어 본 연구에서 배제하였다.

환경요소는 설비요소나 지리요소에 비해 통제가 어렵지만 기상요소에 비해 쉽다. Maghami et al.(2016)는 오염으로 인해 발생하는 모듈 가려짐 현상의 영향력을 분석하였다. 오염으로 인한 가려짐 현상을 약한 가림과 강한 가림으로 나눴고, 약한 가림은 스모그나 먼지와 같은 입자들로 인한 가려짐, 강한 가림은 조분이나 낙엽 등으로 인해 명확한 형상이 드러나는 가려짐을 의미한다. 간헐적으로 발생하는 강한 가림의 경우는 배제하고 약한 가림 현상을 살펴보면, 약한 가림은 태양광 모듈의 전압은 일정하게 유지하고 전류에 영향을 미치지만 그 영향력이 상대적으로 작다는 결론을 냈다. 이희선 등(2009)도 공해나 미세먼지로 인한 발전효율 감소는 무시할만한 수준이라고 명시하였으며, 오염 또한 다양한 모듈 세척 방법으로 통제 가능한 요인이기 때문에 본 연구에서 배제하였다.

본 연구는 크게 두 부분으로 나뉜다. 태양광 발전 시스템의 발전 효율에 크게 영향을 미치는 일사량, 외기온도, 운량의 특징을 파악하고 해당 시스템의 성능을 평가하고자 한다. 또한 발전 효율을 감소시키는 모듈온

도에 영향을 미치는 요인들을 파악하는 실증분석을 실시하고자 한다. 이를 통해 현재 시스템의 운영상황을 평가하고 향후 태양광 발전 시스템의 효율을 감소시키는 요소의 특징을 파악하여, 새로운 태양광 발전 시스템 설치 시 예상 발전량의 예측 정확성을 높일 것으로 기대된다.

2. 태양광 발전 시스템 배경이론

2.1. 태양광 발전 시스템의 원리

태양광 에너지를 전기로 변환시키는 주체는 태양전지(Solar Cell)이다. 태양전지는 반도체의 원리를 이용한 것으로 주재료는 실리콘(Si, 규소)이다. 실리콘은 최외각 전자가 4개이기 때문에 주변의 실리콘 원자와 공유 결합을 이루어 안정적인 형태이다. 순수한 실리콘에 각각 인(P)과 붕소(B)를 첨가하여 n형 반도체와 p형 반도체를 형성한다. 인과 붕소의 최외각 전자는 각각 5개와 3개로, 인이 첨가된 n형 반도체는 전자가 남아 자유전자(Free electron)가 존재하고 붕소가 첨가된 p형 반도체는 전자가 하나 부족하여 정공(Hole)을 형성한다. 두 반도체를 접합시킨 후 빛을 쬐면 두 반도체의 접합부에서는 전자와 정공이 한 쌍을 이루며, 접합부가 아닌 부분에서는 자유전자는 n형 반도체로, 정공은 p형 반도체로 이동하여 두 반도체를 전극으로 연결하면 전류가 흐르게 된다(Fig. 2.1).

양자역학적 관점에서 보면, 반도체 내부에서는 가전자대(Covalence band)와 전도대(Conduction band)를 형성하여 빛 또는 열에 의해 낮은 에너지준위의 가전자대에 존재하던 전자가 높은 에너지준위의 전도대로 이동하게 되는데, 이 에너지 준위의 차이를 밴드 갭(Band gap)이라고 한다. 순수 실리콘 결정의 밴드 갭은 27℃일 때 약 1.14eV 정도로, 외부에서 전달되는 에너지가 이보다 낮은 에너지일 때는 전자가 이동하지 않고, 이와 같거나 높은 에너지일 때 전자 이동이 일어나 전력이 생산된다(박형동 등, 2012).

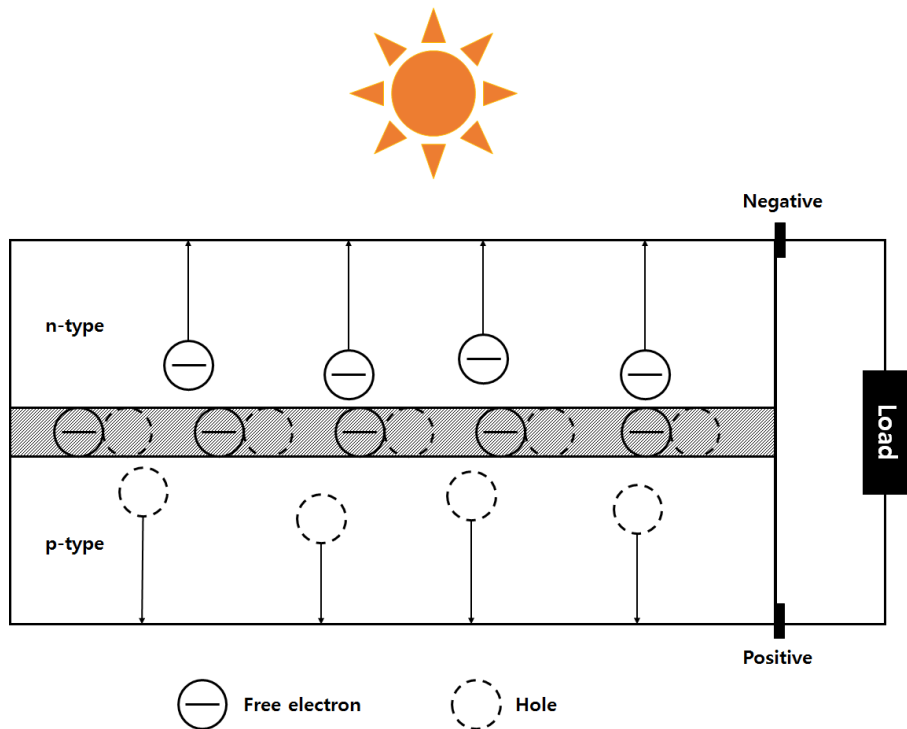


Fig. 2.1 Principle of solar cell operation.

모듈은 태양전지를 직렬 연결하여 제작하는데, 태양 전지는 셀 1개 당 약 0.5 ~ 0.6V를 생산하기 때문에 약 18V의 정격전압을 출력하는 모듈의 경우 총 30~36개의 셀을 직렬로 연결하여 제작한다. 태양 전지의 양극과 음극을 연결하고 충전재(Ethylene-Vinyl Acetate, EVA)를 넣어준 후, 유리와 후면을 씌워 하나의 모듈(Module)을 만든다(Fig. 2.2). 모듈을 직렬 또는 병렬로 연결하여 어레이(Array)를 만들어, 원하는 용량으로 시스템을 설계한다. 일반적인 최종 시스템은 Fig. 2.3과 같이 도식화할 수 있다. 직·병렬로 연결된 태양광 어레이(PV array)로부터 전기가 생산되어 전기를 일정하게 공급하기 위한 장치(Power conditioning)을 거쳐 바로 사용된다. 바로 사용되지 않을 때는 배터리에 저장하거나 인버터를 거쳐서 계통과 연계할 수 있다(Nelson, 2003; Kalogirou, 2014).

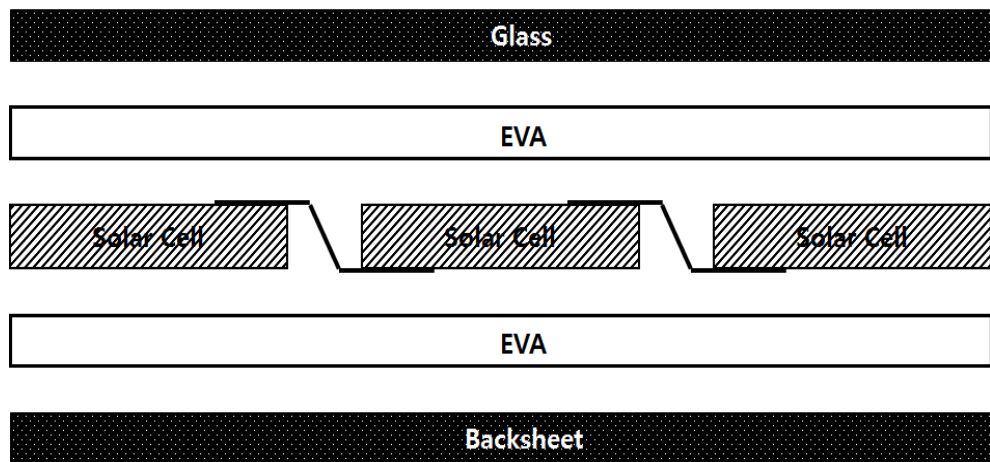


Fig. 2.2 General configuration of photovoltaic module.

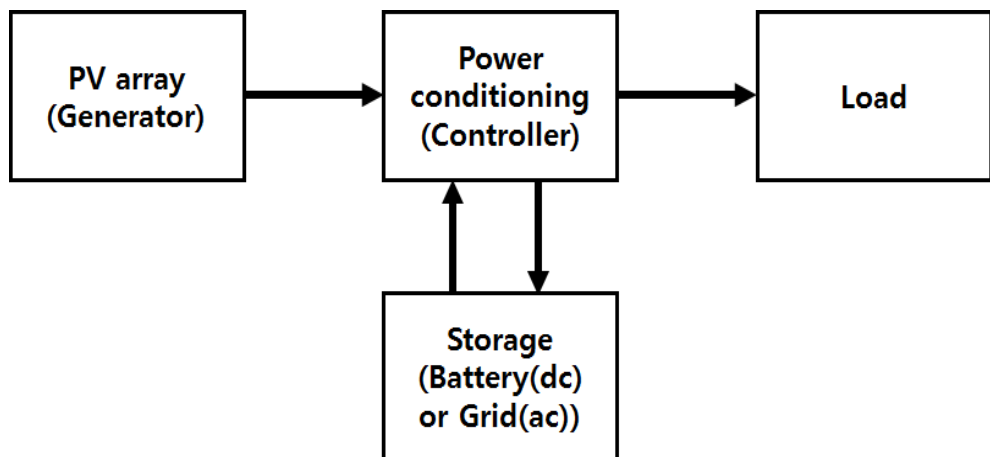


Fig. 2.3 General configuration of photovoltaic system.

2.2. 태양광 발전 시스템에 미치는 온도의 영향

태양광 발전 시스템의 성능 평가에서 가동 중 모듈 온도는 가장 중요한 인자이다(Jakhrani et al., 2011). 태양광 모듈은 태양광을 흡수하여 전기를 생산하는데, 이 때 흡수되는 일사량 중 약 10 ~ 15% 정도만 사용되고 나머지 에너지는 모듈의 온도 상승에 기여한다(Migan, 2013). 일사량 외에도 외기온도와 풍속이 모듈온도에 영향을 미친다.

모듈온도가 상승하면 밴드 갭이 줄어들면서 포화 전류가 증가하고 개방회로전압(V_{oc} , Open-circuit voltage)은 감소한다(Mattei et al., 2006; Dash and Gupta, 2015). Mattei et al.(2006)에 따르면 모듈 온도가 상승함에 따라 단락회로전류(I_{sc} , Short-circuit current)가 미미하게 증가하지만 개방회로전압이 더 큰 폭으로 감소하여 최대 출력이 현저히 감소한다. 전류의 상승 비율은 $0.1\%/^{\circ}\text{C}$, 전압의 감소 비율은 $-2\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ 로, 최종적으로 최대 전력은 $0.35\%/^{\circ}\text{C}$ 의 비율로 감소한다(Andreev et al., 1997).

모듈온도가 상승함에 따라 태양광 모듈의 효율이 선형적으로 감소하는 것은 여러 시뮬레이션과 실험으로 확인되었다(Fesharaki et al., 2011; Dash and Gupta, 2015). 일반적으로 최대 전력 감소 비율은 $0.3 \sim 0.5\%/^{\circ}\text{C}$ 이며, Kalogirou(2014)에 따르면 단결정 실리콘(c-Si) 타입과 다결정 실리콘(pc-Si) 태양전지의 경우에 약 $0.45\%/^{\circ}\text{C}$ 의 비율로 최대 전력이 감소한다. Fig. 2.4는 온도 증가에 따른 전압-전류 곡선을 도식화한 것이다. 따라서 태양광 발전의 효율을 높이기 위해서는 높은 일사량이 요구되지만 동시에 모듈온도는 떨어뜨릴 수 있어야 한다.

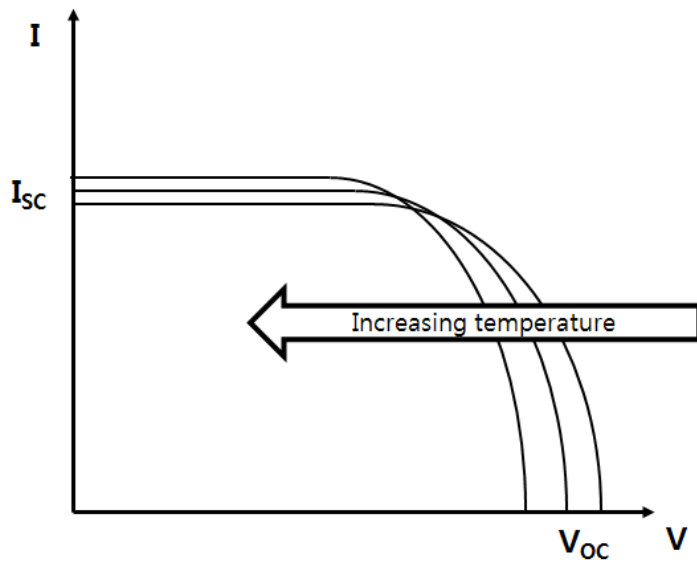


Fig. 2.4 Influence of temperature on PV cell characteristics.

3. 연구 대상 시스템 및 활용 데이터

3.1. 연구 대상 시스템 개요

3.1.1. 시스템 설치 환경

본 연구에서는 서울대학교 공과대학 건물 옥상에 설치된 30kW급 계통연계형 태양광 발전 시스템으로부터 자료를 취득하였다. 태양광 발전 시스템이 설치된 위치는 위도 37.45° , 경도 126.95° 이며 행정구역 상 서울시 관악구에 위치해 있다. 시스템의 전체적인 모습은 Fig 3.1과 같으며 설치 방향 및 각도는 정남향, 30° 이다. 북반구에서는 태양이 동쪽에서 떠서 서쪽으로 질 때, 남쪽으로 기울어져서 위치가 변하기 때문에 정남향인 태양광 시스템 설치 방향이 가장 효율적인 시스템 설치 조건이다. 시스템 설치 각도는 위도와 동일하게 설치했을 때 가장 이상적이기 때문에 실제 설치에서는 최적 조건에서 조금 벗어난 조건으로 설치되었다.



Fig. 3.1 Studied photovoltaic system.

어안렌즈 카메라를 이용하여 시스템 주변의 그림자 분석을 수행할 수 있는 Suneye210라는 장비를 이용하여 태양광 발전 시스템의 그림자 분석을 실시하였다. 촬영 결과는 Fig. 3.2와 같다. 전반적으로 태양광 모듈에 그림자를 발생시킬 가능성이 있는 구조물은 존재하지 않는다. 또한, Fig 3.2를 촬영한 위치는 시스템의 가장 아랫부분이기 때문에 위쪽에 위치한 모듈은 이 결과보다 더 태양광을 잘 받을 수 있을 것이다.

Fig. 3.2에서 보여주는 태양접근성(Solar Access)은 해당 지점의 태양광 모듈에 입사할 수 있는 전체 일사량(I_{total})에 대한 주변 장애물에 의해 방해받지 않고 태양광 모듈에 도달하는 일사량($I_{non\ shade}$)의 비율을 의미하며, 식은 Eqn. 3.1과 같다(Galli and Hoberg, 2009; 송진영 등, 2013).

$$SolarAccess = \frac{I_{non\ shade}}{I_{total}} \times 100 \quad (\text{Eqn. 3.1})$$

본 연구지역의 태양접근성(Solar Access) 수치를 보면 여름(May-Oct, 99%)에 비해 겨울(Nov-Apr, 93%)이 조금 더 그림자의 영향을 받는 것을 볼 수 있으나 전체적으로 96%라는 높은 수치를 보인다. 그림자의 영향을 받더라도 직사광선이 가려질 뿐 산란광선은 입사되기 때문에 발전량이 전혀 없는 것은 아니다. 또한, 이희선 등(2009)는 태양광 모듈에 최소 오전 9시부터 오후 3시까지 태양광 모듈이 태양에 노출될 수 있어야 한다는 태양광에너지 입지 조건을 제안했는데, 이 조건에 충분히 만족한다. 따라서 그림자 영향은 충분히 통제되었다.

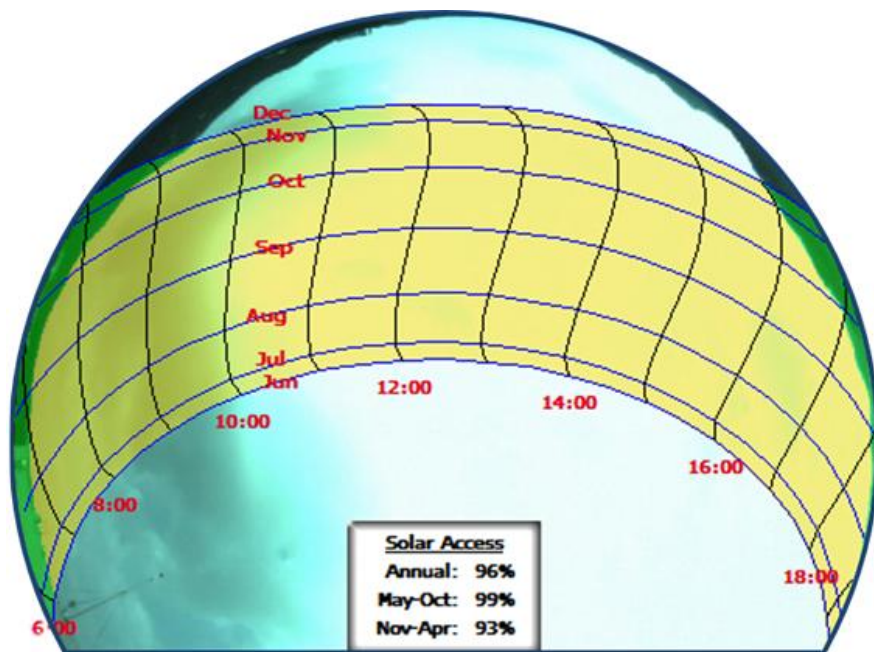


Fig. 3.2 Fisheye-lens image captured by Suneye210 at the study area.

3.1.2. 설치기기 사양 및 구성

본 연구의 태양광 발전 시스템은 계통연계형으로, 전기를 따로 저장하는 독립형 시스템의 배터리 부분이 없고 계통과 직접 연결되어 있어 그 구조가 비교적 간단하다. 사용된 태양광 모듈과 인버터의 사양은 Table 3.1과 같이 정리하였다.

총 120개의 태양광 모듈을 10개씩 직렬로 연결한 후 12개를 병렬로 연결하여 30kW 용량의 어레이를 구성하였다. 최종 설치된 태양광 발전 시스템은 실시간으로 모니터링 되어 1시간 단위의 자료로 축적되었다. Fig. 3.3은 실시간 모니터링 시스템의 화면을 보여준다. Fig. 3.3(a)는 실시간 모니터링을 한눈에 살필 수 있는 설정을 보여주며, Fig. 3.3(b)는 시간 단위로 자료가 기록되는 모습을 보여준다.

Table 3.1 Specifications of module and inverter.

Module		Inverter	
Type	Mono-crystalline Si	Type	Grid-connected inverter
Peak power	250 W _p	Capacity	31 kW
Open-circuit voltage(V_{oc})	36.78 V	Maximum PV voltage	495 V _{DC}
Short-circuit Current(I_{sc})	8.93 A	MPPT voltage range	210-460 V _{DC}
Maximum voltage(V_{max})	30.46 V	Rated voltage	220 V _{AC}
Maximum current(I_{max})	8.21 A	Maximum PV current	147.6 A _{DC}
Efficiency	15.63 %	Full Load Efficiency	> 90 %



(a)



(b)

Fig. 3.3 Real-time monitoring system (a) screenshot of main setting, (b) hourly logging data.

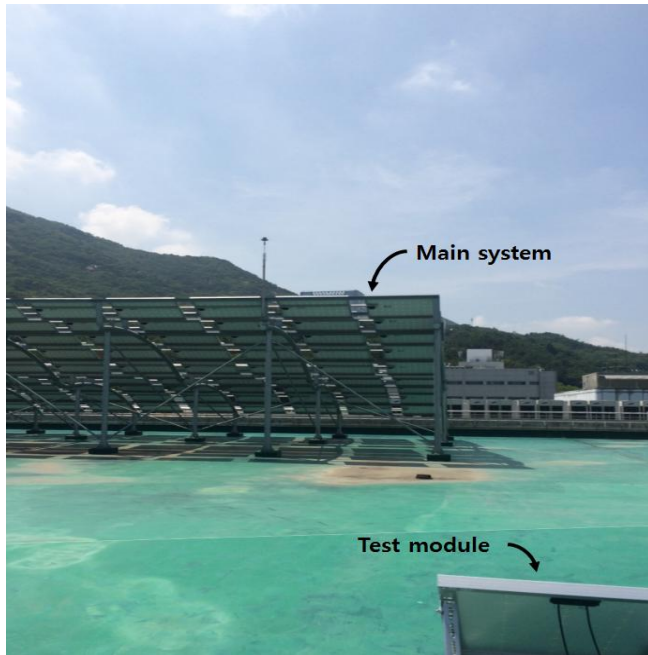
3.2. 활용 데이터 및 용어

본 연구에서는 크게 4가지 방법으로 취득한 데이터를 사용하였다. 가장 주된 자료로 사용한 데이터는 3.1절에서 언급했던 태양광 발전 시스템 모니터링 자료이다. 이 자료에는 경사면 일사량, 모듈온도, DC 전력, AC 전력, 발전효율, 최종 전력량이 시스템이 가동 중일 때 1시간 간격으로 기록되어 있다. 취득기간은 2015년 2월 1일부터 2016년 10월 31일까지 총 21개월이다.

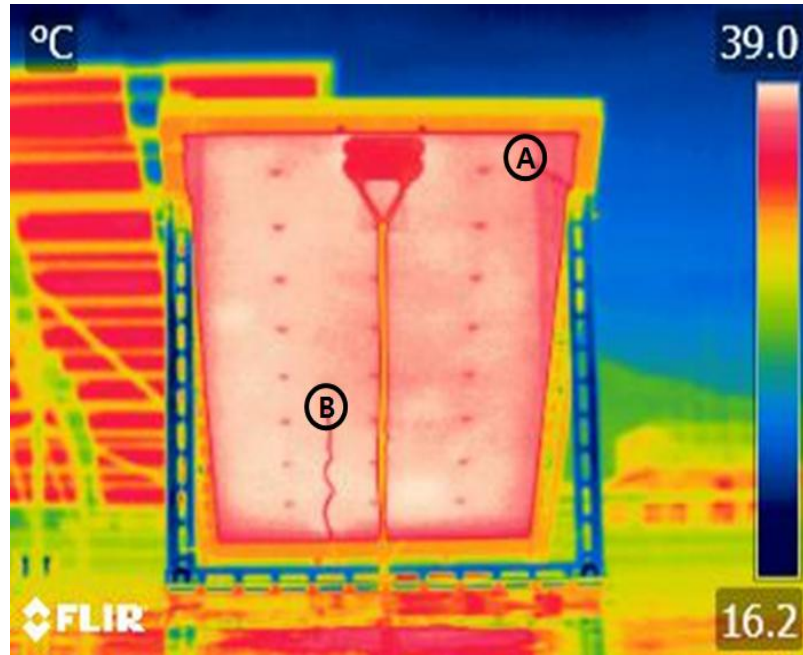
다음으로 한국에너지기술연구원으로부터 취득한 기상자료가 사용되었다. 이 자료는 태양광 발전 시스템과 동일한 장소에서 취득한 자료로, 외기온도, 상대습도, 풍향, 풍속, 강수량과 수평면전일사량, 직달일사량, 산란일사량이 포함되어 있다. 이 자료는 1초, 1분, 10분, 1시간 등 다양한 간격으로 기록된 자료가 있으나 1시간 단위의 자료를 사용하였다. 자료 취득기간은 2015년 11월 1일부터 2016년 10월 31일까지 총 1년이다.

시스템 모니터링 자료에 비해 기상 자료 취득 기간이 짧기 때문에 두 자료의 공통 기간 외의 2015년 2월부터 2015년 10월까지의 기상청으로부터 받은 외기온도를 사용하였다. 또한, 운량은 따로 모니터링하지 않았기 때문에 전 기간에 걸쳐 기상청 자료를 사용하였다.

마지막으로 모듈온도에 대한 분석에서 추가로 필요한 자료는 실험을 통해 취득하였다. 시스템 모니터링 자료는 시스템이 가동될 때만 자료를 기록하기 때문에 분석에 필요한 모듈온도의 자료가 부족하였다. 기존의 시스템을 임의로 건드릴 수 없고 주요 데이터에 영향을 미칠 수 있어 실험을 위한 모듈을 따로 준비하여 실험을 실시하였다. 태양광 발전 시스템이 설치된 곳과 거의 동일한 위치에서 단일 태양광 모듈을 설치하여 24시간동안 외기온도와 두 지점의 모듈온도를 5초 간격으로 기록하였다. Fig. 3.4는 실험 당시의 모습을 보여준다. Fig. 3.4(a)는 연구 대상 시스템과 실험 모듈의 모습을 보여주고, Fig. 3.4(b)는 실험 모듈에 설치한



(a)



(b)

Fig. 3.4 Test setting for module temperature (a) main system and test module (b) location of sensors on test module captured by infrared camera.

온도 센서의 위치(A와 B)와 실험 모듈을 적외선 카메라로 촬영한 모습을 보여준다.

Table 3.2는 본 연구에서 사용된 자료에 대한 정보를 정리한 표이다. 표에서도 알 수 있듯이 여러 방법으로 일사량이 측정되었다. 일반적으로 일사량은 직달일사량과 산란일사량으로 나뉜다. 직달일사량은 지구 표면의 수평면이 직접 태양으로부터 받는 일사량, 산란일사량은 천공의 각 부분으로부터 반사되거나 산란되어 지표의 수평면에 도달하는 일사량을 의미한다. 수평면전일사량은 지표에 도달하는 모든 일사량을 의미하여, 수평면전일사량(Global Horizontal Irradiance, GHI), 직달일사량(Direct Normal Irradiance, DNI), 산란일사량(Diffuse Horizontal Irradiance, DHI)의 관계는 Eqn. 3.2와 같이 나타낼 수 있다.

$$GHI = DNI \times \cos(\theta) + DHI \quad (\text{Eqn. 3.2})$$

Eqn. 3.2의 θ 는 태양 방위각(Solar azimuth angle)으로 태양으로부터 오는 직달 일사와 표면의 법선 사이의 각을 의미하며 Fig. 3.5와 같다.

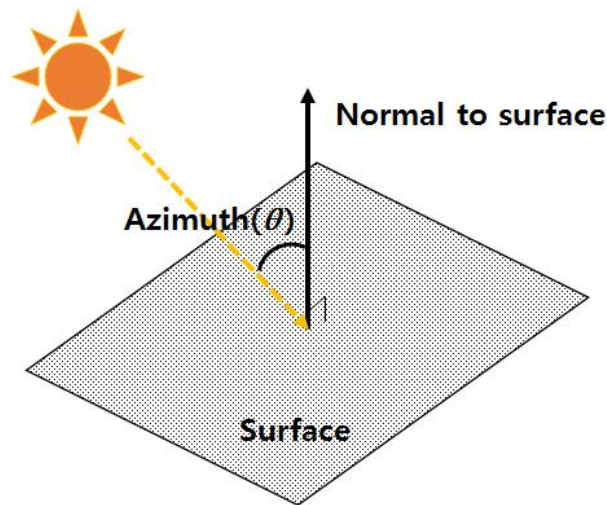


Fig. 3.5 Solar azimuth angle.

경사면 일사량(Plane-of-Array(POA) Irradiance)은 경사면 즉, 본 연구에서는 기울어져 있는 태양광 모듈의 표면에 도달하는 모든 일사량을 의미한다. 즉, 수평면전일사량과 측정되는 일사량의 개념은 동일하지만 대상 표면에 차이가 있다. 수평면전일사량은 지표의 수평면을 대상으로 측정한 것이라면 경사면 일사량은 기울어진 평면을 대상으로 측정한 것이다.

태양광 발전 시스템 모니터링 자료와 한국에너지기술연구원의 기상자료, 기상청의 외기온도 자료의 1시간 단위는 1시간 동안의 평균값으로 산출된 것이고, 기상청의 운량 자료는 1시간 간격으로 목측 관측하여 기록된 자료이다. 전산오류나 정전 등으로 자료가 누락된 부분이 있는 경우에는 해당 시간 또는 해당 날짜의 모든 자료를 완전히 제외하고 분석하였다. 또한, 시스템이 가동될 때 시스템 모니터링도 이루어졌기 때문에 모니터링 시간에 맞춰 24시간이 아닌 가동 시간 동안의 자료를 이용하였다.

Table 3.2 Data used for the analysis.

Dataset	Factors in data	Period	Location
System monitoring data	Plane-of-Array Irradiance(W/m^2) Module temperature($^{\circ}\text{C}$) DC power(kW) AC power(kW) Efficiency of power generation(%) Power generated by system(kWh)	1 st Feb. 2015 ~ 31 st Oct. 2016	Latitude 37.45° , Longitude 126.95°
Weather data	Ambient temperature($^{\circ}\text{C}$) Relative humidity(%) Wind direction($^{\circ}$) Wind speed(m/s) Irradiance(W/m^2) – Global Horizontal Irradiance – Diffuse Horizontal Irradiance – Direct Normal Irradiance	1 st Nov. 2015 ~ 31 st Oct. 2016	Latitude 37.45° , Longitude 126.95°

Table 3.2 (Continued)

Dataset	Factors in data	Period	Location
KMA data	Ambient temperature($^{\circ}\text{C}$)	1 st Nov. 2015 ~ 31 st Oct. 2016	Latitude 37.45°, Longitude 126.96°
	Amount of cloud	1 st Nov. 2015 ~ 31 st Oct. 2016	Latitude 37.57°, Longitude 126.97°
Test data	Module temperature($^{\circ}\text{C}$)	17 th Aug. 2016 ~ 18 th Aug. 2016 (for 24 hours)	Latitude 37.45°, Longitude 126.95°

4. 태양광 발전 시스템 성능평가

4.1. 시스템 가동 시 기상요소의 특징

태양광 발전 시스템의 성능을 평가하기 위해 태양광 발전 시스템이 에너지를 생산할 때 영향을 미치는 요인을 파악하고 그 특징을 분석할 필요가 있다. 본 절에서는 태양광 발전 시스템 운영에 영향을 미치는 기상요소인 일사량, 외기온도, 운량을 대상으로 각각의 특징을 분석하였다.

4.1.1. 일사량 관측 결과

수평면전일사량, 직달일사량, 산란일사량은 월별 일사량으로 계산하여 도시하였고, 태양광 발전과 직접적 연관이 있는 경사면 일사량은 월별 일사량과 함께 하루 누적 일사량도 함께 분석하여 일사량 관측 결과를 정리하였다. 월별 일사량은 하루 동안 누적한 총 일사량을 각 월마다 평균을 내어 해당 월의 평균 일 누적 일사량으로 계산하였다. 매달 가동 일수가 다르기 때문에 월 총 누적 일사량 값을 사용하는 것보다 일 누적 평균 일사량을 계산하는 것이 합리적이라고 판단했다.

수평면전일사량, 직달일사량, 산란일사량(Fig. 4.1)과 경사면 일사량(Fig. 4.2)에 대해서 월별 일사량을 산출하였다. 수평면전일사량, 직달일사량, 산란일사량은 경사면 일사량과 다르게 2015년 11월부터 2016년 10월까지 1년 동안의 자료만 확보되어 1년 동안의 결과만 도시하였다. Fig. 4.1의 수평면전일사량을 보면 2016년 5월이 가장 높아 봄철 발전량이 많을 것으로 예상된다. 대체적으로 직달일사량이 산란일사량보다 높은 수치를 나타내지만 7 ~ 9월에는 직달일사량보다 산란일사량이 더 높게 측

정되었다. 각 월에 대한 수평면전일사량에 대한 산란일사량 비율의 평균이 약 53%로 산란일사량의 비중이 높았다.

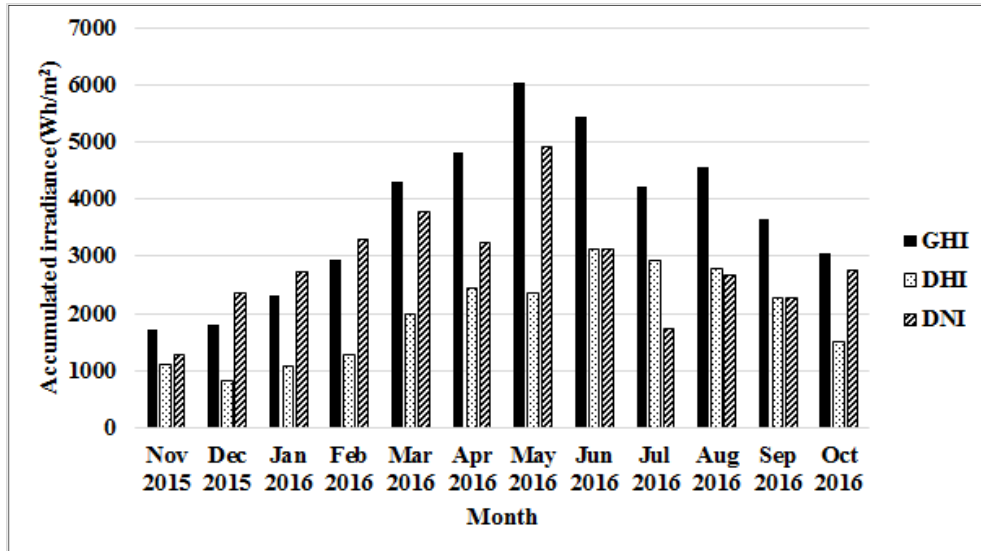


Fig. 4.1 Average accumulated irradiance of GHI, DHI, and DNI.

경사면 일사량은 앞선 일사량들보다 더 오랜 기간 관측하여 2015년 2월부터 2016년 10월까지 총 21개월의 자료를 도시하였다(Fig. 4.2). 기록 경사면 일사량을 도시한 그래프를 보면 봄철(3월 ~ 5월) 일사량이 높고 겨울철(12월 ~ 2월) 일사량이 낮은 것을 확인할 수 있지만 계절에 상관 없이 수평면전일사량에 비해 경사면 일사량이 대체로 높고 균일하다는 것을 확인할 수 있다. 경사면 일사량은 고정형 태양광 발전 시스템의 설치각도인 30°로 기울어진 평면으로 들어오는 일사량이므로 수평면보다 시간에 따른 태양 방위각이 작고 그 변화도 크지 않기 때문에 수평면전 일사량보다는 크고 균일한 결과가 나오는 것이다.

7월과 8월의 일사량은 봄철이나 6월에 비해 낮는데, 7월과 8월 일부 기간에 강수가 몰리는 우리나라의 특징 때문이다. 2015년 11월은 가장 낮은 경사면 일사량을 기록했다. 2015년 11월의 기상상황을 보면 예년과 다르게 비가 오는 날이 많아 월 누적 강수량이 104.6mm로 2015년의 12달 중 두 번째로 강수량이 많았고, 운량도 월 평균 6.6으로 상당히 높았기 때문에 낮은 일사량을 기록했다고 판단된다.

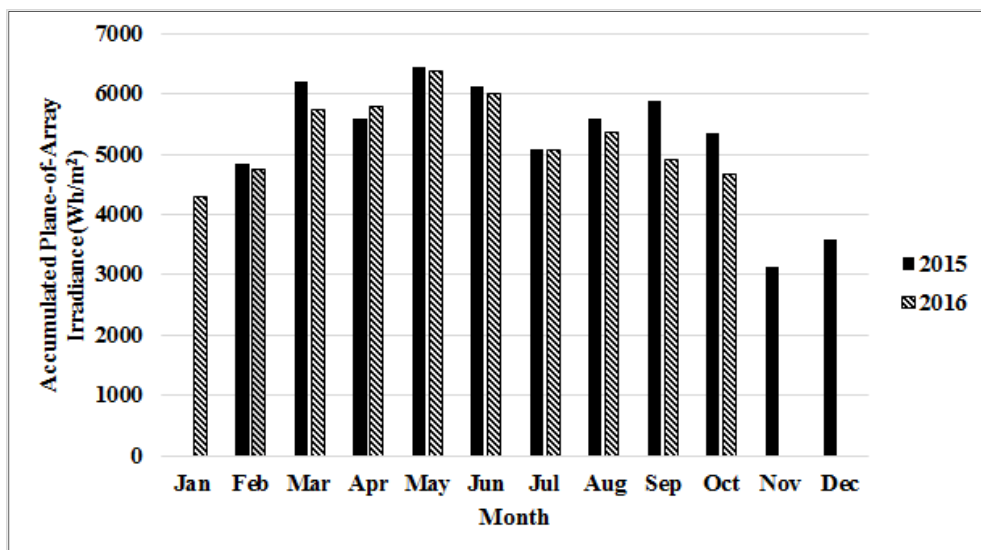


Fig. 4.2 Average accumulated Plane-of-Array irradiance.

일 누적 경사면 일사량을 계산하여 일 단위로 결과를 도출하였다(Fig. 4.3). 최대 일 누적 경사면 일사량인 $7,961.2\text{Wh/m}^2$ 를 기록한 2015년 5월 5일의 기상상황은 서울 종상관측 결과를 기준으로 평균 운량이 0.1이고 일조시간이 12.9시간으로 굉장히 맑은 날씨였기 때문에 많은 양의 일사량을 받을 수 있었다.

반면, 일 누적 경사면 일사량이 가장 낮은 날은 318.4Wh/m^2 를 기록한 2015년 12월 3일이였다. 기상청의 서울 종상관측 결과를 기준으로 이 날의 평균 운량이 8.3이고 일강수량은 7.1mm, 최심신적설량은 6.5cm로 천둥을 동반한 눈이 내렸고 총 일조시간은 1.3시간으로 굉장히 적었다. 다음으로 적은 일사량을 기록한 날들의 경사면 일사량은 $1,009.4\text{Wh/m}^2$, $1,109.6\text{Wh/m}^2$, $1,137.9\text{Wh/m}^2$ 등으로 최소 $1,000\text{Wh/m}^2$ 이상을 기록한 것을 확인할 수 있었다.

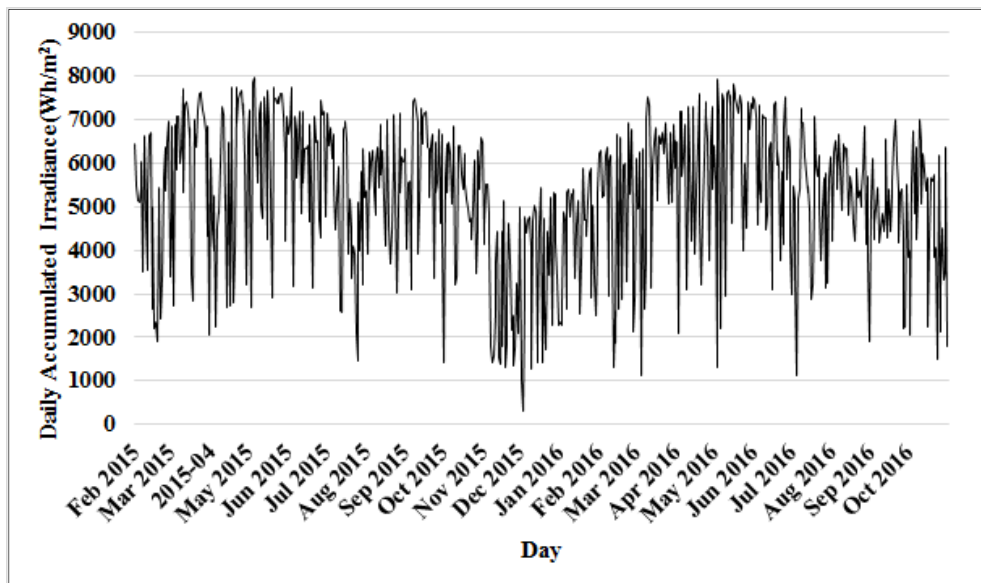


Fig. 4.3 Daily accumulated solar irradiance.

4.1.2. 외기온도 관측 결과

태양광 발전 시스템이 가동되는 동안 월 평균 외기온도를 도시하였다 (Fig. 4.4). 2015년 11월부터 2016년 10월까지의 태양광 발전 시스템이 설치된 장소에서 기록된 기상 모니터링 자료의 외기온도이다. 2015년 11월 이전은 기상 모니터링이 이뤄지지 않았기 때문에 기상청 자료를 사용하였다. 사용된 기상청 자료는 관악구에서 측정된 방재기상관측 자료이다. 2015년 11월 이후 기상모니터링 자료와 기상청 자료의 외기온도 편차는 평균 0.69°C 이었다. 따라서 2015년 2월부터 2015년 11월까지의 외기온도는 관악구 방재기상관측 기상청 자료를 사용하여 외기온도 자료를 대체하였다. 일반적으로 알고 있듯이 여름철은 외기온도가 높고, 겨울철은 외기온도가 낮았다. 가동시간 중 최고 외기온도는 34.7°C , 최저 외기온도는 -17.1°C 을 기록했다.

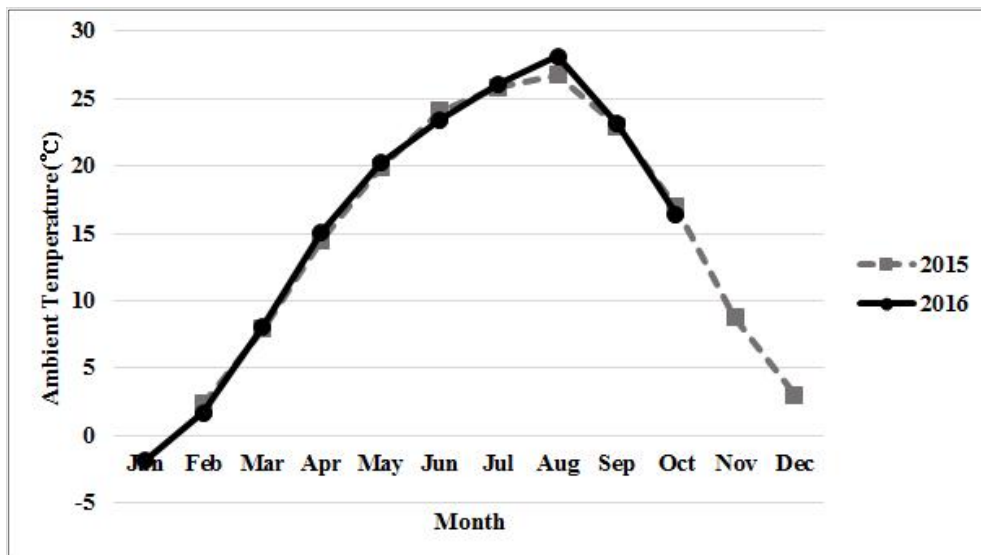


Fig. 4.4 Monthly average ambient temperature.

4.1.3. 운량 관측 결과

Fig. 4.5는 모니터링 기간 동안의 운량을 도시한 것이다. 운량은 0 ~ 10까지 1단위로 기록되며 월별로 평균을 내어 나타내었다. 앞서 일사량을 해석했을 때 예상할 수 있었듯이 일사량이 낮았던 7월의 경우 장마기간에 포함되기 때문에 평균 운량이 높았고, 예년과 다르게 2015년 11월의 운량이 높아 앞서 일사량도 낮게 기록되었다.

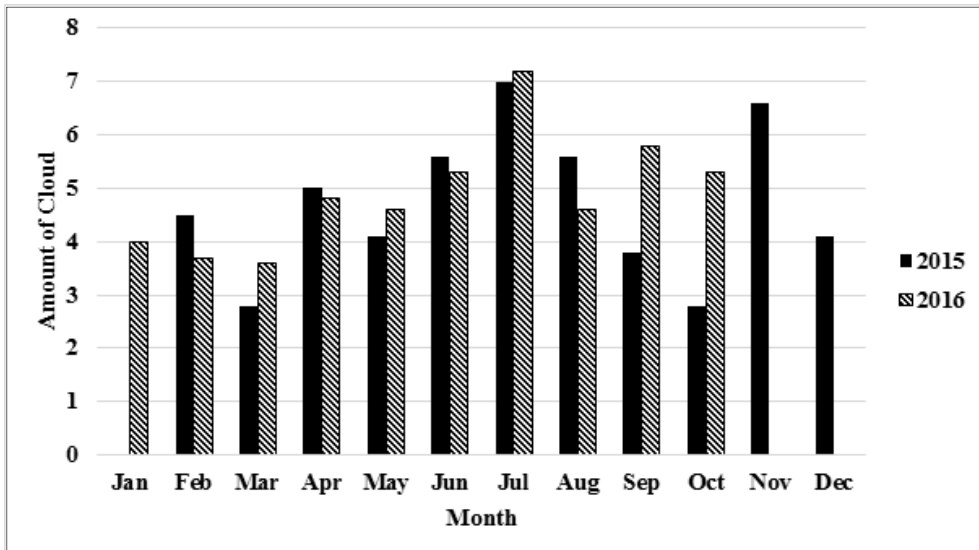


Fig. 4.5 Monthly average amount of cloud.

서울의 종상관측에서 이루어지기 때문에 본 태양광 발전 시스템이 설치된 지역과는 거리 차이가 존재하며, 목측관측으로 관측자의 주관적인 판단이 들어갈 뿐 아니라 0에서 10까지 1단위의 수치로 나타내기 때문에 다른 데이터에 비해 스케일 차이가 심하여 운량을 분석에 직접 이용하기에는 어려움이 있다. 또한 일사량 관측도 구름을 지난 일사량을 관측한 것이므로 일사량 자료에 이미 운량이 이미 포함되었기 때문에 추가 분석을 실시하지 않았다.

4.2. 태양광 발전 시스템 성능평가

4.2.1. 발전량 관측 결과

1시간 단위로 모니터링된 발전량의 1시간 최대 발전량은 28kW이었다. 이 때의 경사면 일사량은 $1,009.1\text{W/m}^2$ 이었고, DC전력은 30.1kW이었으나 시스템, 인버터의 효율로 최종 발전량은 28kW를 기록하였다. 1시간 최소 발전량의 경우 0kW를 기록했다.

1시간 단위로 모니터링된 발전량을 일 누적 발전량으로 계산하여 도식한 결과는 Fig. 4.6와 같다. 이희선 등(2009)에 따르면 구름 등과 같이 태양광 모듈에 태양광이 입사되는 것에 방해되지 않는 최적의 상태에서 최소 3.5시간 이상 발전이 유지되는 것이 좋다고 권고하고 있다. 이 기준에 따르면 하루 발전량이 최소 105kWh를 충족해야 한다. 하루 내내 비 또는 눈이 내리거나 흐린 날이 있기 때문에 모니터링 기간 중 최소 발전량을 기록한 날은 2015년 12월 3일, 0.9kWh였다. 가장 발전량이 많았던 날은 2015년 3월 10일로 189.4kWh를 기록했다. 일 누적 전력량의 평균은 108.0kWh로, 최소 발전량 기준 105kWh를 충족했다.

최소 발전량을 기록한 날과 최소 일사량을 기록한 날과 동일했으나, 최대 발전량을 기록한 날과 최대 일사량을 기록한 날은 달랐다. 최대 발전량을 기록한 날인 2015년 3월 10일과 최고 일사량을 기록한 날인 2015년 5월 5일의 각각의 일 누적 일사량은 $7,720.5\text{Wh/m}^2$, $7,961.2\text{Wh/m}^2$ 이었다. 그러나 두 날짜의 가동시간 중 평균 모듈온도 차이는 21.4°C 로 최대 일사량을 기록한 날의 모듈온도가 훨씬 높았고, 이로 인해 약 10%정도의 발전량이 감소되었다고 해석하였다.

188.6kWh이다. 이러한 이유는 최대 일사량을 기록한 날의 모듈온도가 최대 발전량을 기록한 날의 모듈온도에 비해 월별 평균 일 누적 발전량을 나타낸 Fig. 4.7을 보면, 높은 경사면 일사량을 기록한 봄철(3월 ~ 5월)과 장마로 인해 낮은 경사면 일사량을 기록한 7월 및 8월과 겨울의

발전량 경향이 일사량과 동일하게 봄철에 높고, 7월 및 8월과 겨울에 낮은 것을 확인할 수 있다. 2015년 11월은 가장 낮은 경사면 일사량을 기록한 달이었기 때문에 발전량도 적게 나타났다.

3월에서 6월까지의 2015년과 2016년 모두 일 누적 발전량 기준인 105kWh를 충분히 충족하였고, 8월부터 10월의 경우에는 2015년에는 발전량 기준을 충분히 충족하였으나 2016년에는 약간 부족하나 기준과 거의 비슷한 전력량을 생산하였다. 전체적으로 봄, 가을의 발전량이 높고 설치각도가 30° 라는 것을 고려한다면 봄, 가을의 태양광 모듈에 대한 태양 방위각이 작기 때문에 이론적으로도 예측 가능한 결과이다.

경사면 일사량과 발전량의 경향이 비슷하다는 것을 정량적으로 확인하기 위해 Fig. 4.8과 같이 경사면 일사량에 대한 DC전력량의 산포도를 나타내었다. 경사면 일사량과 전력량이 선형적인 관계임이 잘 드러나며, 두 변수의 상관계수와 결정계수는 0.98과 0.96으로 높은 상관성을 보였다.

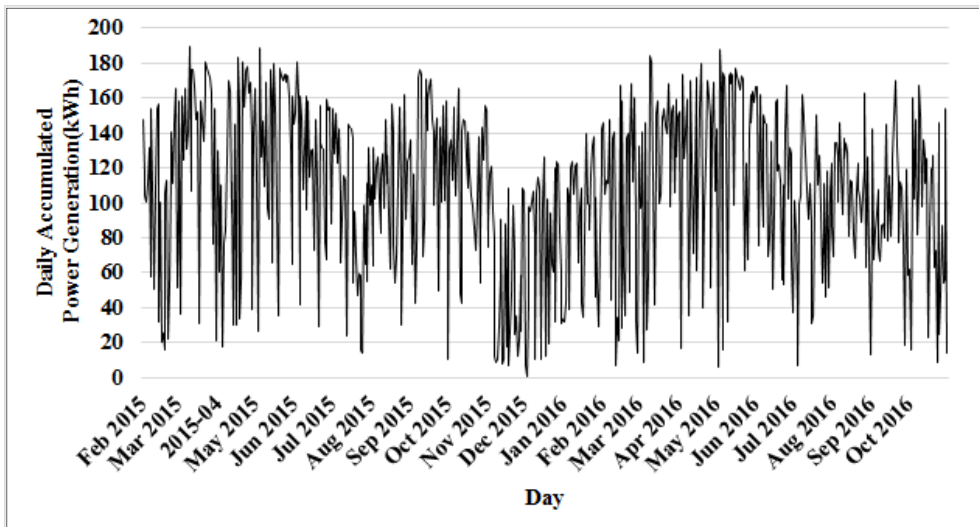


Fig. 4.6 Daily accumulated power generation.

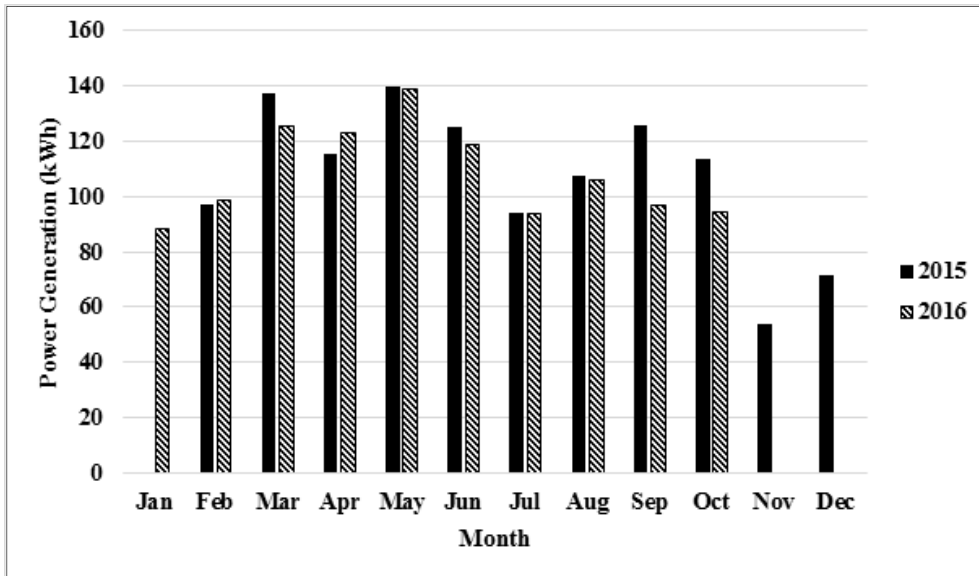


Fig. 4.7 Monthly average accumulated power generation.

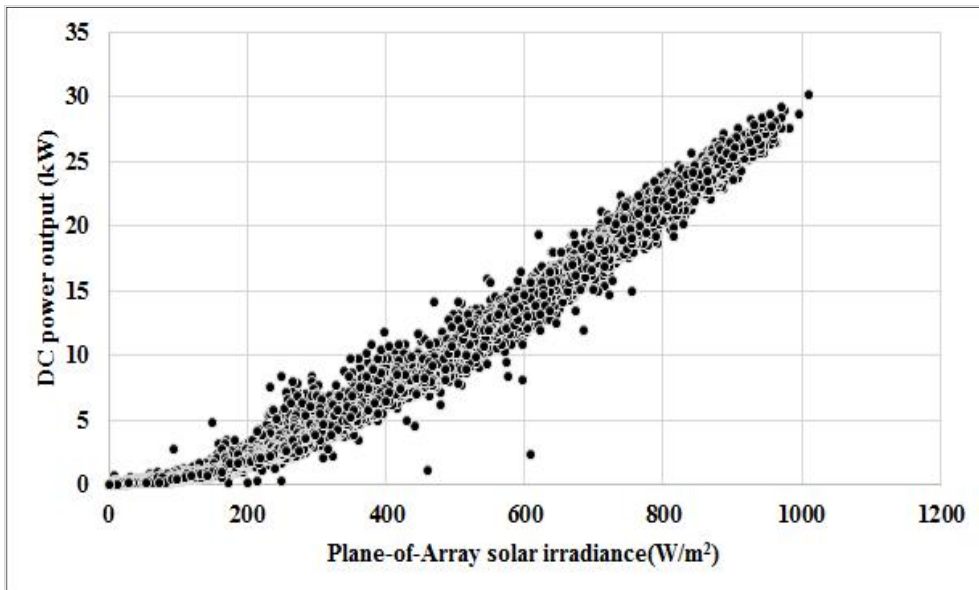


Fig. 4.8 Scatter plot between POA irradiance(x-axis) and DC power output(y-axis).

4.2.2. 태양광 발전 시스템 성능평가

태양광 발전 시스템의 성능을 평가하기 위해 중요한 지표 중에 하나가 성능계수(Performance Ratio, PR)이다(Khalid et al., 2016). 태양광 발전 시스템이 적절하게 운영되고 있는지를 판단할 수 있는 지표인 성능계수를 산출하였다. 성능계수는 이론적 에너지 출력과 실제 에너지 출력 간의 비이다. 열 손실이나 전도 손실 등으로 인한 에너지 손실과 시스템 운영상의 에너지 손실 등을 고려한 실질적으로 이용 가능한 에너지의 비율을 의미한다(SMA, 2015). 본 연구에서는 보편적으로 사용되고 있는 성능계수 계산식(Eqn. 4.1 ~ 4.3)을 사용하였다(Khalid et al., 2016).

$$Performance\ Ratio\ (PR) = \frac{Y_f(\text{final yield of the system})}{Y_r(\text{reference yield})} \quad (\text{Eqn. 4.1})$$

$$Final\ Yield\ (Y_f) = \frac{Final\ Energy\ Output\ (kWh)}{Nominal\ d.c\ power\ (kW)} \quad (\text{Eqn. 4.2})$$

$$Reference\ Yield\ (Y_r) = \frac{Total\ in-plane\ irradiance\ (kWh/m^2)}{PV\ reference\ irradiance\ (kW/m^2)} \quad (\text{Eqn. 4.3})$$

Nominal d.c power는 전체 시스템 용량인 30kW, PV reference irradiance는 STC(Standard Test Condition)에 따라 1kW/m²으로 고정된 값이고, 실측 경사면 일사량과 출력량을 이용하여 성능계수를 계산하였다. 하루 동안의 누적 경사면 일사량과 누적 전력량 값을 이용하여 일별 성능계수를 산출하였고, 총 가동 기간의 평균 일별 성능계수는 0.64이었다.

월별 성능계수 값은 계산하는 방법에 따라서 수치에 차이가 존재하지만 본 연구에서는 Ozden et al.(2017)이 사용한 방법을 이용하여 계산하

였고, 식은 Eqn. 4.4와 같다. N은 각 월의 가동 일수를 의미한다. 월별 누적 경사면 일사량과 누적 전력량을 이용하여 각 월별 성능계수를 구하여 그래프로 도시하였다(Fig. 4.9). 월별 성능계수의 평균은 0.68이었다.

$$PR = \frac{\sum_j^N (\sum_i^{day} (hourly output)_i)_j}{\sum_j^N (\sum_i^{day} (hourly Irradiance)_i)_j} \quad (\text{Eqn. 4.4})$$

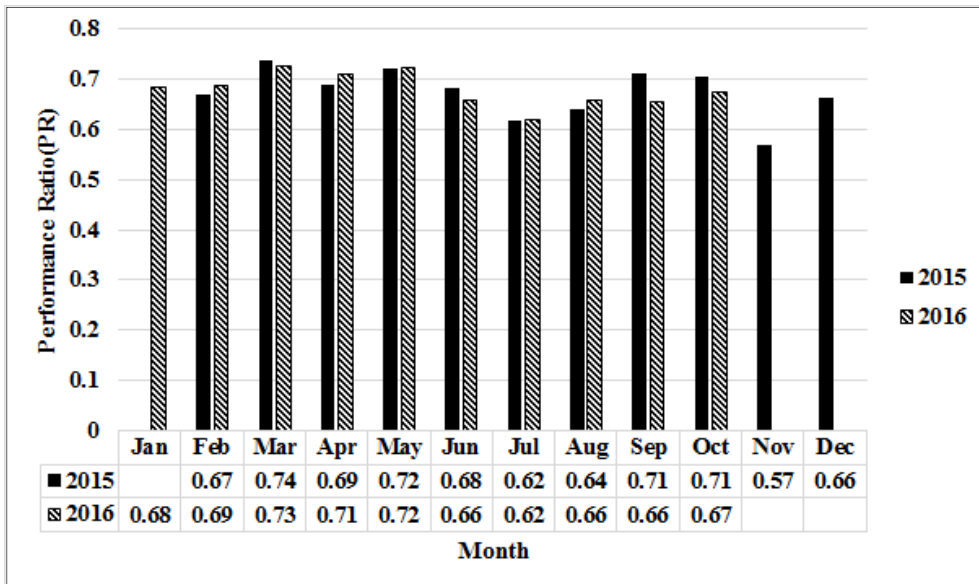


Fig. 4.9 Monthly performance ratio.

유럽 태양광 발전 가이드라인에 따르면 0.8 ~ 0.85 사이의 값일 때 시스템이 잘 운영된다고 말할 수 있다고 하고, 미국 신재생에너지 연구소(NREL)에 따르면 일반적인 성능계수의 범위가 0.6에서 0.9 사이라고 보고하였다(Dierauf et al., 2013; Khalid et al., 2016). 유럽 기준으로는 연구 대상 시스템이 좋은 성능으로 운영된다고 하기는 어렵지만 미국 기준으로는 2015년 11월을 제외하고는 일반적인 성능계수 범위 안에 들어오

기 때문에 해당 시스템의 성능은 평이한 수준으로 평가된다. 그러나 시스템 설치각도를 위도에 맞춰 설치하였다면 더 높은 성능계수가 산출되었을 것으로 예상된다.

Eqn. 4.3을 보면 성능계수를 계산하는 과정에 일사량이라는 변수가 들어가기 때문에 지역에 따라서 Reference Yield 값에 차이가 있을 수 있고, 구체적인 계산 과정에 따라서 성능계수 수치의 차이가 존재한다. 따라서 본 연구의 성능계수 산출은 서울지역 계통연계형 시스템에 대한 성능계수의 하나의 표본으로 활용될 수 있다는 것에서도 의미가 있다.

4.2.3. 모듈온도 관측 결과

시스템 전체를 고려하여 성능계수에 영향을 미치는 요인을 살펴보면, 그 요인에는 모듈온도, 일사량 및 전력 방출, 측정 게이지 또는 모듈의 가림 또는 오염 등의 환경적 요인과 기록 기간, 모듈의 효율, 인버터의 효율, 측정게이지의 사양 등 기타 요인이 있고 이 중 모듈온도가 가장 큰 영향을 미친다(SMA, 2015). 따라서 시스템 가동 중 모듈온도의 분포를 확인할 필요가 있다.

2015년 11월 1일부터 2016년 10월 31일까지 1년 동안 태양광 발전 시스템이 가동된 총 시간은 4,385시간이다. 외기온도와 모듈온도에 따라 5℃ 간격의 온도 구간별로 가동된 시간을 히스토그램으로 나타내었다(Fig. 4.10). 외기온도는 -17.1℃에서 34.4℃까지 분포하였고, 모듈온도는 -19.2℃에서 58.5℃까지 분포하였다. 모듈온도는 외기온도에 비해 더 넓은 분포를 나타내며 외기온도와는 다른 분포를 보여주고 있기 때문에 태양광 발전과 더 직접적인 연관이 있는 모듈온도 중심의 분석이 필요하다는 사실을 확인할 수 있다.

각 월마다 맑은 날과 흐린 날을 선정하여 해당 날짜의 시스템이 가동되는 시간 동안 모듈온도의 변화를 살펴보았다. 맑은 날과 흐린 날을 선정한 기준으로 기상청의 하루 평균 운량 및 평균 기온자료를 이용하였다.

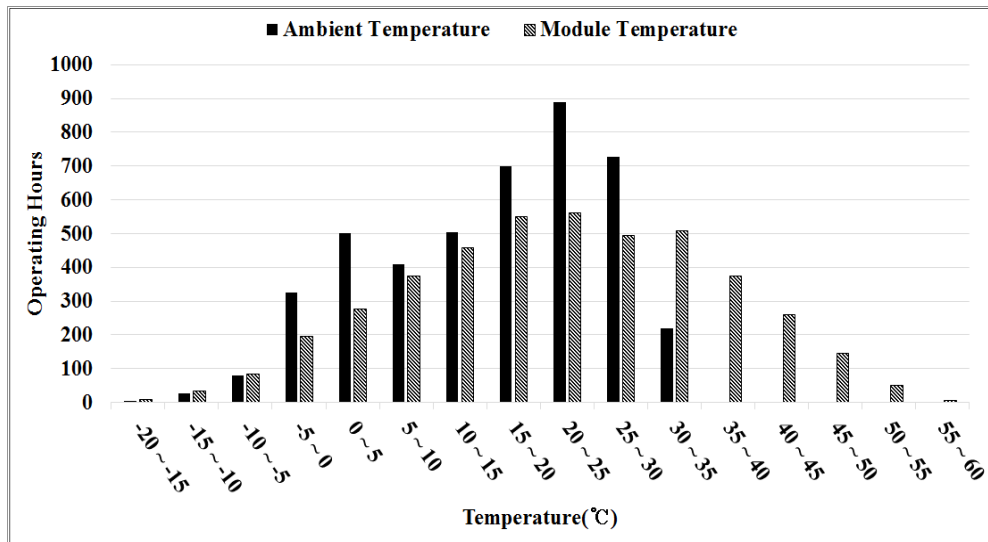


Fig. 4.10 Histogram of operating hours for Ambient temperature and module temperature.

Table 4.1은 각 월의 대표 날짜와 해당 날짜의 운량 및 평균 기온을 정리한 것이다. 맑은 날과 흐린 날로 선정한 두 날짜의 평균 기온의 차는 1℃가 넘지 않으면서 운량은 최대한 차이가 많이 나도록 각 월의 대표 맑은 날과 흐린 날을 선정하였다. 선정된 맑은 날과 흐린 날의 평균 기온 차이는 0.47℃이었고 평균 운량 차이는 8.46이었다.

Fig. 4.11(a)은 각 월마다 선정된 맑은 날의 가동 시간 중 모듈온도 변화를 나타낸다. 외기온도가 높은 여름철에 모듈온도가 높은 것을 확인할 수 있다. 흐린 날의 모듈온도 변화를 나타내는 Fig. 4.11(b)를 보면 전체적으로 맑은 날에 비해 낮은 모듈온도를 가지고 있다. 선정된 모든 날짜에 공통적으로 시스템이 가동된 시간은 오전 10시부터 오후 5시로, 이 시간 동안 맑은 날과 흐린 날의 각 시각별 모듈온도 차이의 평균은 12.17℃로 꽤 많은 차이가 나타난다.

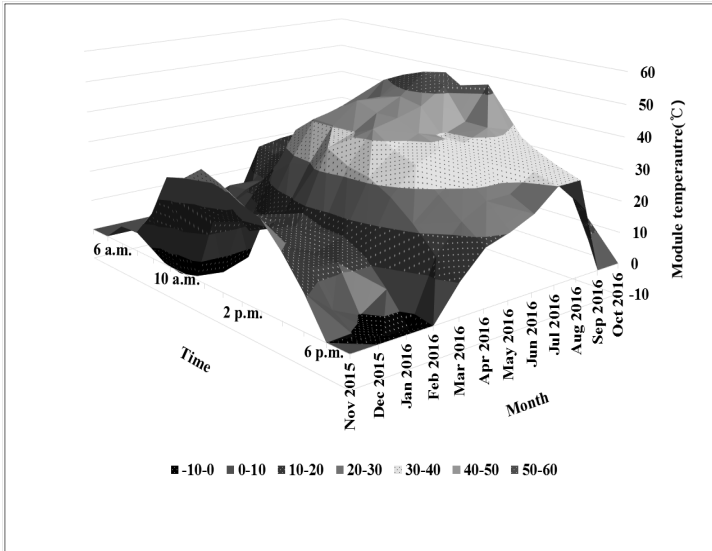
흐린 날의 모듈온도의 변화를 좀 더 살펴보면 외기온도가 높은 8월의 모듈온도가 높지만, 5월의 모듈온도도 높은 것을 확인할 수 있다. 앞서

일사량 분포 결과(Fig. 4.1 ~ 4.2)를 보면 5월의 일사량이 가장 높은 것을 확인할 수 있는데, 모듈온도에 이러한 영향도 미쳤을 것이라 판단된다.

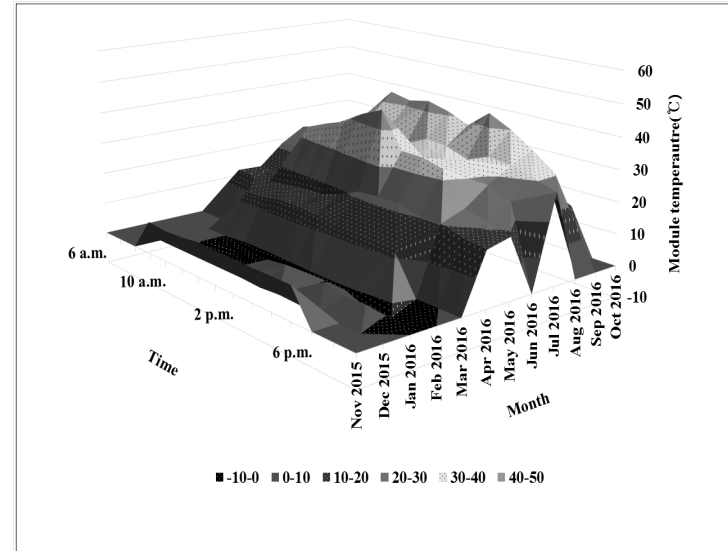
5월의 흐린 날로 선정된 날에는 낮 동안 비가 오지 않았고 운량이 7 ~ 9 범위를 유지하였다. 그림에도 해당 날짜의 경사면 일사량 분포를 나타내는 Fig. 4.12(a)에서 볼 수 있듯이 경사면 일사량은 맑은 날과 큰 차이가 없는 것을 확인할 수 있다. 해당 날짜의 직달일사량과 산란일사량 분포를 나타내는 Fig. 4.12(b)와 (c)를 통해 맑은 날과 흐린 날의 차이를 볼 수 있는데, 맑은 날의 경우 직달일사량이 강한 대신 산란일사량이 낮고, 흐린 날의 경우 직달일사량은 약하지만 산란일사량은 강한 것을 확인할 수 있다. 따라서 전체적인 일사량에는 큰 차이가 없는 것이다. 흐린 날이지만 맑은 날의 일사량만큼이나 일사량이 강하고 5월의 일사량이 절대적으로 높다는 점에서 일사량이 모듈온도에 영향을 미쳤을 것이라고 해석된다. 따라서 직달일사량과 산란일사량 등 일사량의 종류에 상관없이 전체 일사량이 모듈온도에 영향을 미친다는 사실을 알 수 있다.

Table 4.1 Amount of cloud and average ambient temperature on a specific day for each month

	Cloudy day			Clear day			Difference between clear day and cloudy day	
Month. Year	day	Average ambient temperature(℃)	Amount of cloud	day	Average ambient temperature(℃)	Amount of cloud	Average ambient temperature(℃)	Amount of cloud
Nov. 2015	8 th	11.1	10	3 rd	11.8	0	0.7	10
Dec. 2015	3 rd	-0.7	8.3	19 th	-0.1	0.5	0.6	7.8
Jan. 2016	26 th	-3.3	6.1	7 th	-3.4	0.3	0.1	5.8
Feb. 2016	14 th	-2.6	7.8	6 th	-3.1	0	0.5	7.8
Mar. 2016	5 th	11.3	9.8	19 th	11.4	0	0.1	9.8
Apr. 2016	27 th	17.2	9.6	25 th	17.2	0.8	0	8.8
May. 2016	9 th	20.2	8.3	17 th	19.3	0	0.9	8.3
Jun. 2016	30 th	24.6	9.5	26 th	24.4	0.8	0.2	8.7
Jul. 2016	24 th	28	9.6	8 th	27.3	0.1	0.7	9.5
Aug. 2016	18 th	29.9	7	11 th	30.5	0.3	0.6	6.7
Sep. 2016	28 th	19.9	10	20 th	20.6	1.1	0.7	8.9
Oct. 2016	16 th	17.2	9.4	14 th	16.7	0	0.5	9.4
Average							0.47	8.46

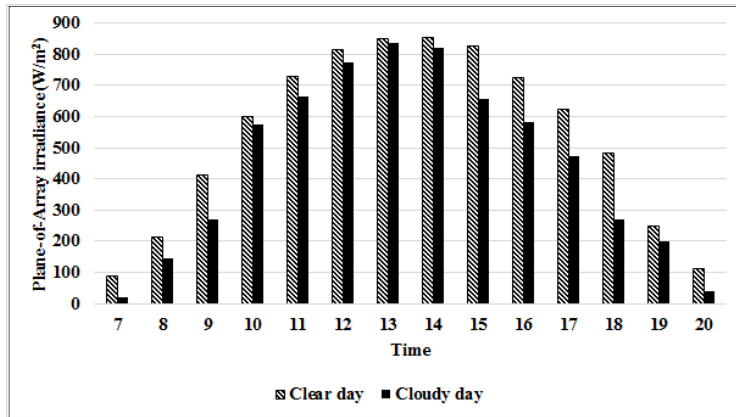


(a)

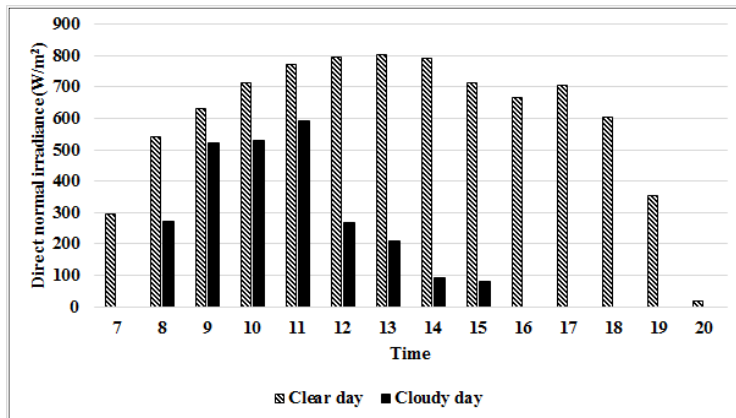


(b)

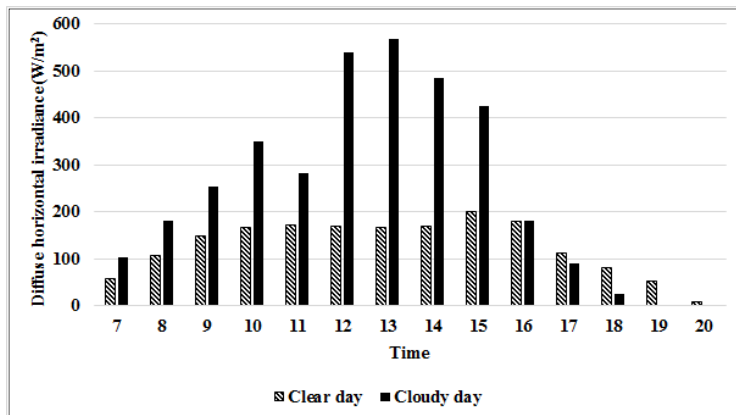
Fig. 4.11 Module temperature during PV system operating on a specific day (a) clear day, (b) cloudy day.



(a)



(b)



(c)

Fig. 4.12 Hourly irradiance (a) POA irradiance (b) DNI (c) DHI.

5. 모듈 온도 영향요인 실증분석

5.1. 모듈 온도 예측모델

모듈 온도가 태양광 발전에 영향을 미치기 때문에 모듈 온도를 예측하기 위한 모델은 다양하게 제시되었다. Table 5.1에서 대표적인 모듈 온도 모델을 정리하였다(Jakhrani et al., 2011). T_c 는 모듈 온도(Module temperature), T_a 는 외기 온도(Ambient temperature), G_T 는 경사면 일사량(Plane-of-Array Irradiance), η_m 는 모듈 효율(Efficiency of module), τ 와 α 는 투과율 및 흡수율(Transmittance and absorbance), V_w 는 풍속(Wind speed)을 의미한다. NOCT는 Nominal Operating Cell Temperature을 의미하며, 정상운전전지온도로 일사량이 800W/m^2 , 주변 온도가 20°C , 풍속은 1m/s 인 조건에서 모듈의 후면이 개방된 상태로 설치되었을 때의 작동 온도를 말한다(이재덕, 2014).

그러나 모듈 온도 모델들이 정의되었던 특정 조건과 실제 환경, 지리적 위치가 다르기 때문에 대부분의 모델이 언제나 정확하다고 할 수 없다(Jakhrani et al., 2011). 또한, 각 모델들은 특정 지역에서 기록된 자료를 이용하여 정의한 경험식이기 때문에 기후, 위치 등에 따라서 적합하지 않을 수 있다. 그러나 Table 5.1을 통해 모든 식에 공통적으로 외기 온도(T_a)와 일사량(G_T)을 독립변수로 사용했다는 점을 알 수 있다. 따라서 본 연구에서는 2015년 11월부터 2016년 10월까지 총 1년 동안 서울에서 측정된 실측 데이터를 이용하여 외기 온도 및 일사량과 모듈 온도 간의 상관성을 파악하고, 기존 모델을 본 시스템에 적용하는 것이 적절한지 여부에 대해 확인하고자 하였다.

Table 5.1 Empirical Models of Photovoltaic Module Temperature(modified from Jakhrani et al.(2011).

Empirical Models	Remarks	References
$T_c = T_a + k G_T$ where, $k = \frac{\Delta(T_c - T_a)}{\Delta G_T}$	$k = 0.02 - 0.04^\circ\text{C} \cdot \text{m}^2/\text{W}$	Ross(1976)
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,NOCT}}(T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})(1 - \frac{\eta_m}{\tau\alpha})$	with constant Heat loss coefficient(U_L) and $V_w > 1\text{m/s}$ $\tau\alpha$ was taken as 0.9	Rauschenbach (1980)
$T_c = 3.81 + 0.0282 \times G_T + 1.31 \times T_a - 165 \times V_w$	Verified for 104kW array with MPPT	Risser and Fuentes(1983)
$T_c = T_a + 0.028 \times G_T - 1$	Verified for V_w from 1-1.5m/s and T_a from 0-35°C	Schott(1985)
$T_c = 3.81 + \alpha G_T(1 + \beta T_a)(1 - \gamma V_w)(1 - 1.053\eta_m)$ (implicit) $T_c = 3.81 + \alpha G_T(1 + \beta T_a)(1 - \gamma V_w)$ (explicit)	$\alpha=0.0138$, $\beta=0.031$, $\gamma=0.042$, temperature taken as °C with constant V_w of 1m/s	Servant(1985)
$T_c = T_a + \frac{G_T}{800}(T_{c,NOCT} - 20)$ (implicit) $T_c = T_a + 0.035 G_T$ (explicit)	Valid only for free standing module and V_w taken as 1m/s with constant U_L	Ross and Smokler(1986)

Table 5.1 (Continued)

Empirical Models	Remarks	References
$T_c = 30.006 + 0.0175(G_T - 300) + 1.14(T_a - 25)$	For p-Si module only, T in °C, V_w and U_L were not taken into account	Lasnier and Ang(1990)
$T_c = T_a + kG_T$ and $k=0.0058, 0.012$ and 0.03	The value of k for lower, upper and usual modules T_c is taken as mean of front and back temperature of module °C	Krauter(2004)
$T_c = T_a + 0.031G_T$		Mondol et al.
$T_c = T_a + 0.031G_T - 0.058$		(2005 and 2007)
$T_c = T_a + \frac{G_T}{G_{T,NOCT}} \left(\frac{9.5}{5.7 + 3.8V_w} \right) (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})(1 - \eta_m)$	$V_w > 1\text{m/s}$ with constant U_L	Duffie and Beckman(2006)
$T_c = 0.943T_a + 0.028G_T - 1.528V_w + 4.3$	U_L was not taken into account	Chenni et al.(2007)

T_c : Module temperature(°C), T_a : Ambient temperature(°C), G_T : POA irradiance(W/m²),

η_m : Efficiency of module, τ : Transmittance, α : Absorbance, V_w : Wind speed(m/s),

NOCT : Nominal operating cell temperature

5.2. 모듈온도에 미치는 외기온도의 영향

모듈온도와 외기온도의 관계를 살펴보기 위해 다른 조건을 고려하지 않은 상태에서 두 변수의 산포도를 나타냈다(Fig. 5.1). 전체적으로 선형적인 관계를 보여주고 있으며, 모듈온도를 종속변수로 설정하고 외기온도를 독립변수로 설정하여 모듈온도와 외기온도 간의 선형 회귀분석을 실시한 결과, 상관계수는 0.86, 결정계수는 0.75로 상당히 높은 수치를 보였다. Fig. 5.1같은 외기온도에서 전체적으로 일정한 모듈온도 범위를 나타낼 것으로 추측할 수 있는데, 외기온도가 25℃를 기준으로 $\pm 0.5^\circ\text{C}$ 부근에서의 모듈온도의 최댓값과 최솟값은 각각 50.6℃과 22.7℃로 거의 동일한 외기온도에서 27.9℃의 모듈온도 범위를 가지는 것을 알 수 있다. 이는 외기온도가 모듈온도에 영향을 미치는 요인은 맞으나 그 외의 변수도 영향을 미침을 시사한다.

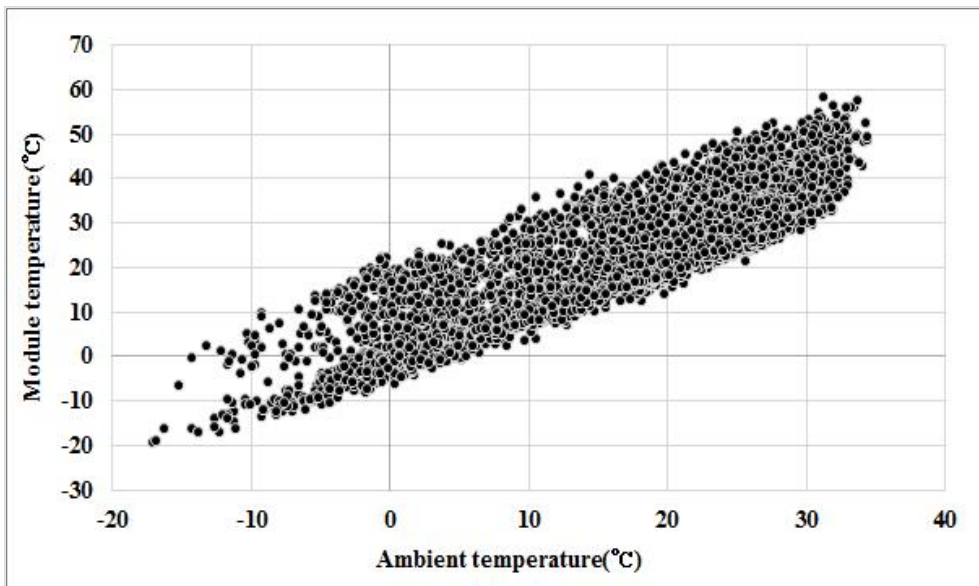


Fig. 5.1 Scatter plot of between ambient temperature(x-axis) and module temperature(y-axis).

Fig. 5.2는 실험 모듈에 온도 센서를 설치하여 24시간동안 모듈온도를 기록한 자료의 결과이다. 총 3개의 온도 센서를 설치하여 한 센서는 외기온도, 두 센서(Fig. 3.4(b)의 A와 B)는 모듈온도를 측정하였는데, 모듈 온도를 측정하던 B 센서가 실험 도중 탈착된 시간이 있었고, A 센서와 B 센서의 온도 차가 크지 않았기 때문에 A 센서의 결과를 실험 모듈 온도의 대표 온도로 도시하였다.

실험 당시는 2016년 8월 17 ~ 18일로 해당 날짜의 일몰과 일출 시각은 각각 19시 22분, 5시 50분이었다. Fig. 5.2를 통해서 일몰과 일출을 기준으로 태양광 모듈의 온도가 급변하는 것을 확인할 수 있다. 또한, 일사량이 존재하지 않는 일몰 후와 일출 전, 즉 밤 시간대에는 모듈온도와 외기온도 차이가 약 0.5℃로 일정하게 유지되는 것을 확인할 수 있었다.

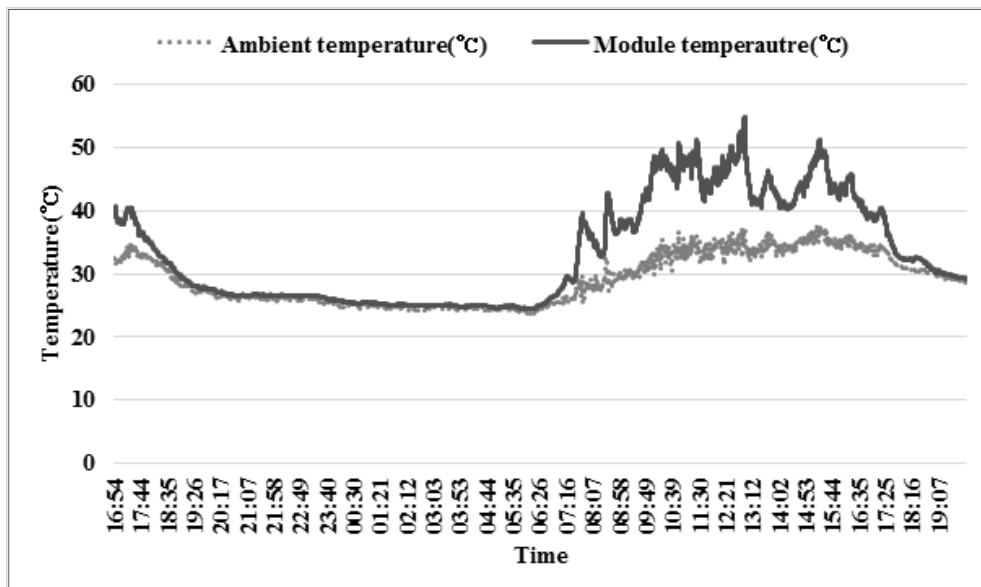


Fig. 5.2 Ambient temperature and module temperature from test module.

외기온도 외에 일사량의 영향을 미친다는 사실을 모듈온도 예측모델을 통해 파악했기 때문에, 일사량을 제한하고자 경사면 일사량을 100 W/m^2 구간으로 분류하였다. 경사면 일사량을 분류한 후 각 그룹에 대한 모듈온도와 외기온도의 상관계수 및 결정계수를 구한 결과는 Table 5.2와 같고 평균 상관계수는 0.97, 평균 결정계수는 0.95이었다. 경사면 일사량을 제한하지 않았을 때보다 훨씬 높은 상관계수 수치를 보여준다. 결정계수도 더 높은 수치를 보이는데, 이는 경사면 일사량을 제한했을 때 동일한 외기온도에서 모듈온도의 변화가 크지 않음을 시사한다. 따라서 동일한 외기온도일 때 다른 모듈온도를 나타내는 것은 일사량이 많은 영향을 미치기 때문이라고 할 수 있다.

실험 모듈의 온도 센서 기록 결과와 경사면 일사량을 제한했을 때의 모듈온도와 외기온도의 상관성을 종합적으로 고려했을 때, 일사량이 0에 가까워질수록 외기온도에 수렴하여 외기온도가 모듈온도의 기본 값의 역할을 수행하는 것이라 판단된다. 즉, 모듈온도는 외기온도의 값에서부터 시작하여, 일사량에 따라 변하는 것으로 판단된다.

Table 5.2 Correlation and coefficient of determination between ambient and module temperature according to POA irradiance.

Plane-of-Array Irradiance(W/m ²)	Correlation	Coefficient of determination
0 ~ 100	0.99	0.99
100 ~ 200	0.99	0.98
200 ~ 300	0.98	0.97
300 ~ 400	0.98	0.97
400 ~ 500	0.98	0.96
500 ~ 600	0.98	0.96
600 ~ 700	0.98	0.95
700 ~ 800	0.97	0.95
800 ~ 900	0.97	0.95
900 ~	0.92	0.84

5.3. 모듈온도에 미치는 일사량의 영향

모듈온도와 일사량의 관계를 살펴보기 위해 다른 조건을 고려하지 않은 상태에서 두 변수의 산포도를 나타냈다(Fig. 5.3). 모듈온도와 외기온도의 관계에서처럼 선형적인 관계가 보이지만 동일한 일사량에서의 모듈온도분포가 넓은 것을 볼 수 있다. 이때의 상관계수는 0.59로, 비교적 높은 수치는 아니었다.

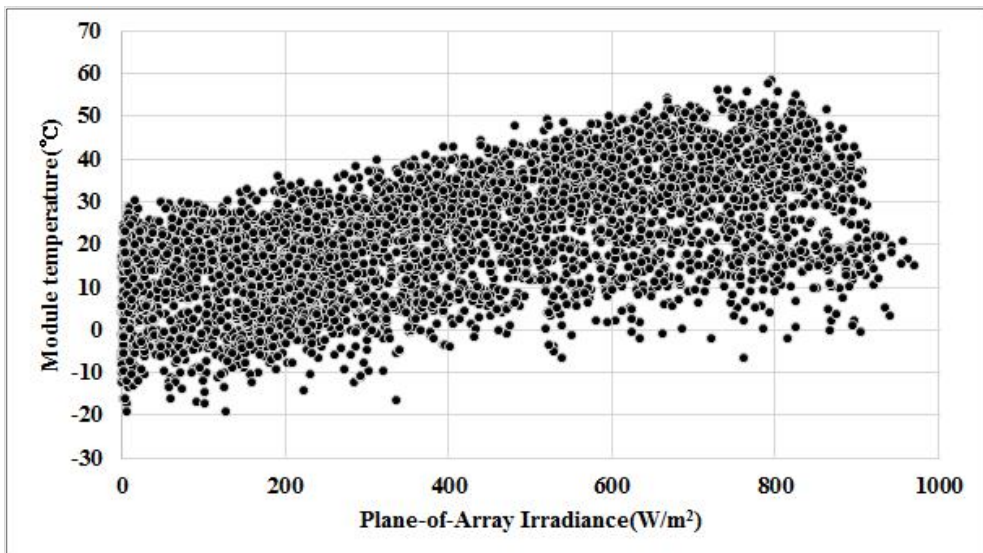


Fig. 5.3 Scatter plot between POA irradiance and module temperature.

5.2절에서 외기온도가 모듈온도에 영향을 미친다는 사실을 파악했으므로, 외기온도를 제한한 상태에서 동일한 분석을 실시하였다. 외기온도를 5°C 간격으로 분류하여 그룹별로 모듈온도와 경사면 일사량 간의 상관계수를 다시 산정한 결과, 모두 0.9 이상의 높은 값을 나타내었다(Table 5.3).

Table 5.3 Correlation between POA irradiance and module temperature according to ambient temperature.

Ambient temperature(℃)	Correlation between POA irradiance and module temperature
-20 ~ -15	0.98
-15 ~ -10	0.97
-10 ~ -5	0.93
-5 ~ 0	0.92
0 ~ 5	0.91
5 ~ 10	0.90
10 ~ 15	0.91
15 ~ 20	0.93
20 ~ 25	0.91
25 ~ 30	0.92
30 ~ 35	0.94

외기온도를 제한한 조건에서 추가 분석을 수행하기 위해 모듈온도에서 외기온도를 뺀 값을 사용하여 분석을 하였다. 모듈온도에서 외기온도를 뺀 값은 모듈온도와 외기온도의 차로 표시하겠다. Fig. 5.4는 경사면 일사량에 대한 모듈온도와 외기온도의 차를 나타낸 그래프이다. 경사면 일사량이 300W/m^2 정도인 부분을 경계로 다른 경향을 보이는 것을 확인할 수 있다.

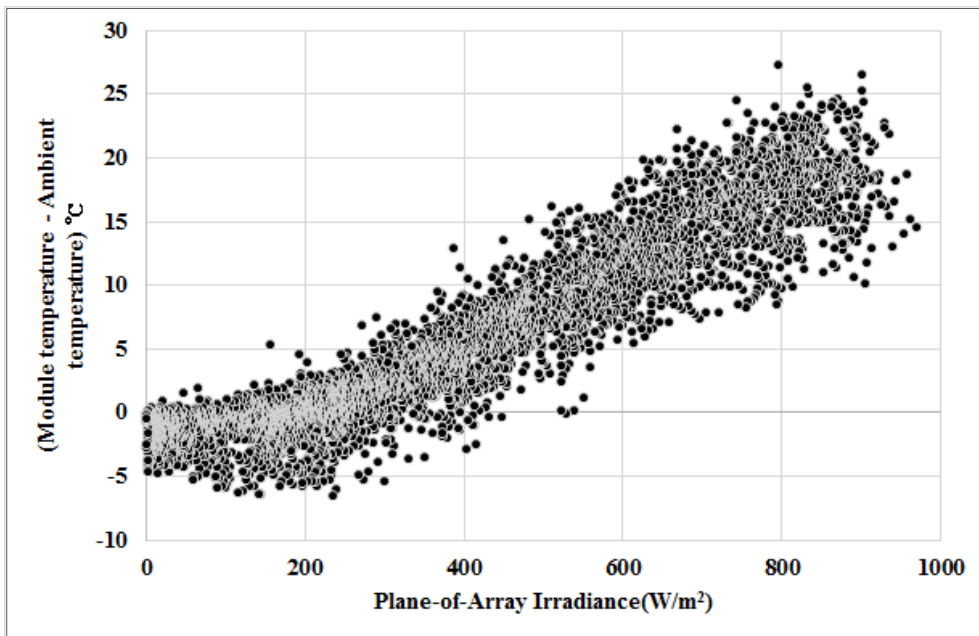


Fig. 5.4 Scatter plot between POA irradiance and (module temperature - ambient temperature).

일사량 구간에 따라서 다소 다른 분포 양상을 띠기 때문에 정량적 분석을 위해서 경사면 일사량을 100W/m^2 단위로 분류한 후, 각 그룹의 모듈온도와 외기온도의 차($T_c - T_a$)에 대한 경사면일사량의 회귀분석을 실시하였다. 상수항은 0으로 설정하여 분석을 실시하였다. 즉, 모듈온도와 외기온도의 차를 종속변수로 설정하고 경사면 일사량의 상수배의 형태를

가진 선형 회귀식을 도출하였다. Table 5.4는 선형 회귀분석 결과를 정리한 것이다.

경사면 일사량에 대한 유의확률(p-value)은 모든 그룹의 회귀분석 결과가 충분히 신뢰성이 있는 수준으로 산출되었다. 그러나 300W/m^2 이하의 그룹에서는 상관계수도 낮고, 결정계수도 낮기 때문에 회귀식이 타당하다고 할 수 없다. 특히, $0\text{--}200\text{W/m}^2$ 의 그룹에서는 경사면 일사량의 계수가 음수가 나왔다는 사실은 이론적으로 맞지 않다.

상관계수와 결정계수가 비교적 타당하다고 판단되는 그룹은 경사면 일사량이 300W/m^2 이상인 그룹이었다. 경사면 일사량이 300W/m^2 이상에서 800W/m^2 이하일 때, 경사면 일사량이 증가할수록 경사면 일사량의 계수가 증가하였다. 이는 모듈온도에 대한 경사면 일사량의 영향이 더 커지는 것을 의미한다. 그러나 800W/m^2 이상에서는 경사면 일사량의 계수가 다시 감소하는 경향을 보였다. 앞서 언급했던 것과 반대로 모듈온도에 대한 경사면 일사량의 영향이 작아지는 것을 의미한다. 이는 모듈온도가 일사량으로 인해 이미 충분히 상승한 상태이기 때문이라고 일사량 자체의 영향력은 작게 나타나는 것으로 해석하였다.

Table 5.1에서 확인할 수 있듯이, 기존에 제안된 모듈온도 예측모델은 일사량 구간에 상관없이 어떤 조건에서나 동일한 식을 적용하였다. 그러나 실측데이터로 모듈온도의 변화 양상을 살펴본 결과, 일사량 구간을 구분하여 다른 모듈온도 변화 양상을 나타내므로 기존의 모델을 그대로 적용하기 보다는 각 구간에 적합한 모델을 각각 제안한다면 모듈온도를 예측하는 정확성이 훨씬 높아질 것으로 기대된다.

Table 5.4 Result of regression analysis according to POA irradiance.

Plane-of-Array Irradiance(W/m ²)	The number of data	Correlation	Coefficient of determination	Coefficient of POA Irradiance	p-value of POA Irradiance
0 ~ 100	595	0.57	0.33	-0.0226	9.88E-53
100 ~ 200	597	0.43	0.18	-0.0054	4.15E-28
200 ~ 300	613	0.31	0.10	0.0027	3.83E-15
300 ~ 400	495	0.83	0.69	0.0096	4.5E-129
400 ~ 500	452	0.94	0.88	0.0146	2.7E-208
500 ~ 600	421	0.96	0.92	0.0184	1.1E-234
600 ~ 700	424	0.97	0.95	0.0205	1.6E-277
700 ~ 800	419	0.98	0.96	0.0217	4.2E-295
800 ~ 900	329	0.99	0.97	0.0216	1.5E-252
900 ~	40	0.98	0.96	0.0194	7.69E-29

6. 결론

본 연구에서는 태양광 발전 시스템의 활발한 보급을 대비하여 향후 설치될 시스템의 효율적인 운영을 위해 현재 가동 중인 시스템의 성능을 정량적으로 평가하였다. 또한, 시스템 성능에 영향을 미치는 모듈온도의 변화를 살펴보고 모듈온도에 영향을 미치는 요인에 대한 정량적인 분석을 실시하여 기존에 제시된 모듈온도 예측모델의 적용가능성을 평가하였다.

태양광 발전 시스템에 영향을 미치는 기상요소인 일사량, 외기온도, 운량을 대상으로 각각의 특징을 분석하였다. 경사면 일사량을 기준으로 봄철 일사량이 높았으나 경사면 일사량이기 때문에 계절에 상관없이 대체로 고른 분포를 나타냈다. 외기온도는 여름철에 높았고 겨울철에 낮았다. 운량은 장마기간이 있는 7월과 예년과 다르게 강수량이 많았던 2015년 11월의 운량이 높았고 이로 인해 일사량도 낮았다.

실제 시스템 발전량은 일 누적 전력량이 108.0kWh로 일 누적 발전량 기준 105kWh를 충족하였다. 발전량 변화의 경향은 일사량과 동일하여 높은 일사량을 기록한 봄철에 높은 발전량이, 낮은 일사량을 기록한 7월 및 8월과 겨울에 낮은 일사량이 기록되었다. 일사량과 발전량의 상관성 분석 결과, 0.98의 높은 상관성을 나타냈다.

시스템의 성능평가를 위해 성능계수를 계산하였고 일 성능계수의 평균이 0.64, 월별 성능계수의 평균이 0.68로 성능이 평이한 수준으로 평가되었다. 그러나 성능계수의 평가 기준은 주로 유럽이나 미국의 기준이 많이 있으나 계산 과정 중에 일사량 요소가 들어가기 때문에 지역에 따른 편차가 존재한다. 따라서 실측 자료를 이용하여 성능계수를 산출하는 것은 해당 시스템의 성능을 파악하는 것뿐만 아니라 서울지역 계통연계형 시스템에 대한 하나의 성능계수 표본이 될 수 있다.

시스템의 효율에 영향을 미치는 모듈온도에 대한 분석을 위해 모듈온도 관측 결과를 정리하였다. 외기온도와는 기록된 온도 범위나 히스토그

램 등에서 다른 분포 양상을 나타냈으나 맑은 날의 모듈온도 분포를 통해 외기온도의 분포와 경향이 비슷하다는 사실을 파악했고, 흐린 날의 모듈온도 분포를 통해 모듈온도가 일사량의 영향을 받는다고 예측할 수 있었다.

기존의 모듈온도 예측모델을 통해 공통적으로 외기온도와 일사량이 모듈온도에 영향을 미치는 요소라는 것을 파악하였다. 이를 토대로 외기온도와 모듈온도의 관계, 일사량과 모듈온도의 관계를 확인하였다. 24시간동안 기록된 모듈온도 결과와 일사량을 제한했을 때의 모듈온도와 외기온도의 상관성 결과를 통해 모듈온도는 일사량이 없을 때 외기온도와 비슷한 값을 갖고 일사량이 증가함에 따라 모듈온도도 상승하는 것을 설명하였다. 외기온도를 제한한 상태에서의 일사량과 모듈온도의 상관성은 0.9 이상의 높은 상관성을 나타내어 일사량이 모듈온도 상승에 영향을 미치는 것을 확인하였다.

기존의 모듈온도 예측모델은 일사량 구간에 상관없이 동일한 식을 적용하였으나 실측 자료를 토대로 모듈온도 변화 양상을 살펴보면 일사량 구간에 따라 다른 양상을 나타내었다. 경사면 일사량이 $300\text{W}/\text{m}^2$ 이하 일 때는 모듈온도와 경사면 일사량 간의 상관성이 매우 떨어졌고 회귀분석 결과 이론적으로 타당하지 않은 결과를 도출하였다. 경사면 일사량이 $300\text{W}/\text{m}^2$ 이상일 때는 경사면 일사량이 $800\text{W}/\text{m}^2$ 가 될 때까지 모듈온도에 대한 일사량의 영향력이 커지다가 $800\text{W}/\text{m}^2$ 이후에서는 모듈온도에 대한 일사량의 영향력이 줄어드는 것을 확인하였다.

즉, 일사량이 적을 때는 모듈온도에 대한 일사량의 영향력이 작고 일사량이 증가할수록 그 영향력이 커지다가 일정 일사량, $800\text{W}/\text{m}^2$ 이후에서는 일사량으로 인해 충분히 모듈온도가 상승한 상태이기 때문에 일사량 자체의 영향력이 작게 나타난다고 해석하였다. 따라서 기존의 모델을 그대로 적용하기보다는 일사량 구간에 적합한 모델을 각각 제안하여 적용한다면 모듈온도를 좀 더 정확히 예측할 수 있을 것으로 기대된다. 모듈온도의 예측 정확성이 향상된다면 태양광 발전 시스템의 발전량 예측

에도 기여할 것이며, 이는 향후 새롭게 설치될 태양광 발전 시스템의 설계 계획에도 도움을 줄 것이다.

참 고 문 헌

- 박형동, 현창욱, 서장원, 박지환, 2012, 신재생에너지, 도서출판 씨아이알, 64p.
- 산업통상자원부, 2014, 제4차 신·재생에너지 기본계획, 산업통상자원부.
- 소정훈, 유병규, 황혜미, 유권중, 최주엽, 2007, 50kW급 계통연계형 태양광 발전시스템의 성능모니터링 결과 및 평가분석, 한국태양에너지학회 논문집, Vol. 27, No.2, pp. 29-35.
- 송진영, 최요순, 정영욱, 임길재, 박현성, 2013, 어안 렌즈 카메라와 SOLPOS 계산기를 이용한 태양광 발전 시스템 부지 적합성 평가, 한국자원공학회지, Vol. 50, No. 6, pp. 789-798.
- 에너지경제연구원, 2015, 2015 에너지 통계 연보, 에너지경제연구원, 5p.
- 에너지관리공단, 2014, 2014 신·재생에너지 백서, 산업통상자원부, 20p.
- 이재덕, 2014, 태양광발전시스템 마스터 핸드북, 인포더북스, 140p.
- 이희선, 안세웅, 주현수, 선호성, 신경희, 이명진, 2009, 재생에너지의 환경성 평가 및 환경 친화적 개발 I - 태양광 및 풍력에너지를 중심으로, 한국환경정책·평가연구원, 131p.
- 차왕철, 박정호, 조옥래, 김재철, 2015, 온도와 풍속에 따른 태양광발전 효율 실증분석 연구, 전기학회논문지, Vol. 64, No.1, pp. 1-6.
- Andreev, V.M., Grilikhes, V.A., Rumyantsev, V.D., 1997, Photovoltaic conversion of concentrated sunlight, Wiley.
- Chenni, R., Makhlouf, M., Kerbache, T., Bouzid, A., 2007, A detailed modeling method for photovoltaic cells, Energy, Vol. 32, pp. 1724-1730.
- Dash, P.K., Gupta, N.C., 2015, Effect of temperature on power output from different commercially available photovoltaic modules, Journal of Engineering Research and Applications, Vol.5, No.1, pp. 148-151.

- Dierauf, T., Growitz, A., Kurtz, S., Cruz, J.L.B., Riley, E., Hansen, C.,
Weather-corrected performance ratio, National Renewable Energy
Laboratory Technical Report.
- Duffie, J., Beckman, W., 2006, Solar engineering of thermal processes,
Wiley, 758p.
- Elibol, E., Ozmen, O.T., Tutkun, N., Koysal, O., 2017, Outdoor
performance analysis of different PV panel types, Renewable and
Sustainable Energy Reviews, Vol. 67, pp. 651-661.
- Fesharaki, V.J., Dehghani, M., Fesharaki, J.J., 2011, The effect of
temperature on photovoltaic cell efficiency, Proceedings of the 1st
International Conference on Emerging Trends in Energy
Conservation - ETEC, p. 1-6.
- Honsberg, C., Bowden, S., PV CDROM,
<http://www.pveducation.org/pvcdrom>, (옮긴이 : 윤경훈, 2012, PV
CDROM : 태양광 개론, 한국에너지기술연구원, 329p.)
- Jahn, U., Grochowski, D., Tegtmeier, D., Rindelhardt, U., Teichmann,
G., 1994, Detailed monitoring results and operating experience from
250 grid connected photovoltaic systems in Germany. 1994 12th
European photovoltaic solar energy conference, pp. 919 - 22.
- Jakhrani, A.Q., Othman, A.K., Rigit, A.R.H., Samo, S.R., 2011,
Comparison of solar photovoltaic module temperature models, World
Applied Sciences Journal, Vol. 14, pp. 1-8.
- Kalogirou, S.A., 2014, Solar Energy Engineering : Second edition,
Elsevier, 505p. and 531p.
- Khalida, A.M., Mitrib, I., Warmuth, W., Schacht, V., 2016,
Performance ratio-Crucial parameter for grid connected PV plants,
Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 65, pp.
1139-1158.

- Krauter, S.C.W., 2004, Development of an integrated solar home system, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, Vol. 82, pp. 119–130.
- Kumar, B.S., Sudhakar, K., 2015, Performance evaluation of 10 MW grid connected solar photovoltaic power plant in India, *Energy Reports*, Vol. 1, pp. 184–192.
- Kurokawa, K., Sugiyama, H., Uchida, D., Sakuta, K., Sakamoto, K., Ohshiro, T., 1997, Extended performance analysis of 70 PV systems in Japanese field test program, 1997 IEEE photovoltaic specialists conference, pp. 1249 - 1252.
- Kymakis, E., Kalykakis, S., Papazoglou, T.M., 2009, Performance analysis of a grid connected photovoltaic park on the island of Crete, *Energy Conversion and Management*, Vol. 50, pp. 433 - 438.
- Lasnier, F., Ang, T.G., 1990, *Photovoltaic Engineering Handbook*, Adam Hilger, 258p.
- Galli, M., Hoberg, P., 2009, Solar site evaluation tools & techniques to quantify & optimize production, *SOLARPRO*, Vol. 2, No. 1, pp. 54–64.
- Maghami, M.R., Hizam, H., Gomes, C., Radzi, M.A., Rezadad, M.I., Hajighorbani, S., 2016, Power loss due to soiling on solar panel: A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 59, pp. 1307–1316.
- Mattei, M., Notton, G., Cristofari, C., Muselli, M., Poggi, P., 2006, Calculation of the polycrystalline PV module temperature using a simple method of energy balance, *Renewable Energy*, Vol. 31, pp. 553–567.
- Migan, G.A., 2013, Study of the operating temperature of a PV module, 2013 MVK160 Heat and Mass Transfer.
- Mondol, J.D., Yohanis, Y.G., Smyth, M., Norton, B., 2005, Long-term

- validated simulation of a building integrated photovoltaic system, *Solar Energy*, Vol. 78, pp. 163–176.
- Mondol, J.D., Yohanis, Y., Smyth, M., Norton, B., 2006, Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland, *Energy Conversion and Management*, Vol. 47, pp. 2925–2947.
- Mondol, J.D., Yohanis, Y.G., Norton, B., 2007, The effect of low insolation conditions and inverter oversizing on the long-term performance of a grid-connected photovoltaic system, *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, Vol. 15, No. 4, pp. 353–368.
- Nelson, J., 2003, *The physics of solar cells*, Imperial College Press, 5p.
- Ozden, T., Akinoglu, B.G., Turan, R., 2017, Long term outdoor performances of three different on-grid PV arrays in central Anatolia – An extended analysis, *Renewable Energy*, Vol. 101, pp. 182–195.
- Rauschenbach, H. S., 1980, *Solar cell array design handbook: the principles and technology of photovoltaic energy conversion*, Van Nostrand Reinhold.
- Risser V.V., Fuentes M.K., 1983, Linear regression analysis of flatplate photovoltaic system performance data, *Proceedings of the 5th E.C. photovoltaic solar energy conference*, pp. 623–627.
- Ross, R., 1976, Interface design considerations for terrestrial solar cell modules, *Proceedings of the 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, pp. 801 – 806.
- Ross, R.G., Smokler, M.I., 1986, *Flat-plate solar array project final report-Vol VI: Engineering Sciences and reliability*, NASA Jet

- Propulsion Laboratory, p. 13.
- Schott, T., 1985, Operation temperatures of PV modules, Proceedings of 6th PV Solar Energy Conference, pp. 392 - 396.
- Servant, J.M., 1985, Calculation of the cell temperature for photovoltaic modules from climatic data, Proceedings of the 9th biennial congress of ISES, 370p.
- Sharma, V., Chandel, S.S., 2013, Performance analysis of a 190 kWp grid interactive solar photovoltaic power plant in India, Energy, Vol. 55, pp. 476-485.
- SMA, 2015, Performance Ratio - Quality Factor for the PV plants, SMA Solar Technology, pp. 1-9.
- Statistics Korea, 2016, Renewable energy supply ratio in Korea, http://www.index.go.kr/potal/main/EachDtlPageDetail.do?idx_cd=1171 (Accessed at 2016. 10. 11)

Abstract

Performance Evaluation of Photovoltaic System and Empirical Analysis on the Factors Influencing Module Temperature in Seoul Area

Da-Eun Yun

Dept. of Energy Systems Engineering

The Graduate School

Seoul National University

The supply of renewable energy, especially solar energy, has received attention as sustainable energy due to the high dependence of energy on the overseas and environmental problems of conventional energy. Compared to other renewable energies, a photovoltaic(PV) system is more applicable. Therefore, the supply of photovoltaic systems has steadily increased. To predict the power generation of new PV system and improve the efficiency of systems under the actual operating conditions, it is necessary to evaluate the performance and installation conditions of currently operating system and understand the effect of outdoor environmental conditions on the system efficiency. That's because it is difficult to implement the outdoor environmental conditions in the laboratory.

Many types of research related to performance evaluation of PV system have performed a fragmentary analysis, such as showing the monitoring result of power generation or factors influencing PV system. The performance ratio, which is an index of performance evaluation, is different depending on the region. However, it is rare to calculate the performance ratio in Korea, especially Seoul. Also, there are many studies to estimate or experiment on the relationship between power generation of PV system and the module temperature influencing the system efficiency while there are not enough cases to analyze factors influencing the module temperature using actual data.

Therefore, in this study, the performance evaluation of the PV system was conducted and factors influencing the module temperature were empirically analyzed using the actual monitoring data of PV system. The average daily power generation of the system was satisfied with the standard daily PV power generation. The performance ratio was calculated commonly. Also, the influence of solar irradiance and ambient temperature on modules was confirmed by applying actual weather conditions. The module temperature increased linearly with increasing solar irradiance and converged to ambient temperature when solar irradiance did not exist. In addition, the existing module temperature prediction models applied the same equation regardless of solar irradiance. However, the effect of solar irradiance on the module temperature was different depending on intervals of solar irradiance in this study.

By evaluating the performance of the grid-connected system in Seoul, it can be used as basis data for future system operation. Also, based on the results of this study, it is possible to predict the module temperature more accurately than applying the existing model, and it

contributes to the prediction of the power generation of PV systems.

keywords : photovoltaic system, performance evaluation,
performance ratio, module temperature, empirical analysis

Student Number : 2015-21324